ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ
ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ
ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

27 Ιουλίου 2018 | ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ | Αρ. Φύλλου **3064**

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. απόφ. 620/2018

Έγκριση της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) για την μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια, σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας.

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
(συνεδρίαση την 25η Ιουνίου 2018,
η οποία συνεχίστηκε την 27η Ιουνίου 2018)

Έχοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α΄185/30.09.2016) «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης, για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων και άλλες διατάξεις», όπως ισχύει, και ιδίως των άρθρων 6 και 17 του Κεφαλαίου Γ του νόμου αυτού.

2. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179/22.08.2011) «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις», όπως ισχύει, ιδίως των άρθρων 22 και 32 αυτού.

3. Τις διατάξεις του κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 1228/2003 (ΕΕ L 211 της 14.08.2009 σελ. 15).

4. Τις διατάξεις του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής της 26ης Σεπτεμβρίου 2016 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας (ΕEL 259 της 27.09.2016, σελ. 42 επ.) και ιδίως των άρθρων 3, 4 και 18 αυτού.

5. Την αριθμ. ΡΑΕ Ι-224340/21.07.2017 επιστολή της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. αναφορικά με την έγκριση της κοινής πρότασης των ΔΣΜ για την μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια, στην οποία συμπεριλαμβάνεται η ανωτέρω κοινή πρόταση των ΔΣΜ και η μετάφρασή της στην ελληνική γλώσσα.

6. Τη δημόσια διαβούλευση της ΡΑΕ επί της ανωτέρω κοινής πρότασης των ΔΣΜ, η οποία έλαβε χώρα από 10.08.2017 έως και 22.09.2017[1].

7. Την αριθμ. ΡΑΕ Ι-232835/26.02.2018 επιστολή του Energy Regulators Forum (ERF) προς τον ENTSO-E, με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) με συνημμένη την απόφαση των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών σχετικά με την τροποποίηση της κοινής πρότασης των ΔΣΜ για την ενιαία μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια, σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας.

8. Την αριθμ. 208/02.03.2018 απόφαση ΡΑΕ «Λήψη απόφασης για την τροποποίηση της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) για την μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια, σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας.» (ΦΕΚ Β' 846/09.03.2018)

9. Την αριθμ. Ο-70975/05.03.2018 επιστολή της ΡΑΕ με την οποία διαβιβάστηκε στην ΑΔΜΗΕ Α.Ε. η αριθμ. 208/02.03.2018 απόφαση ΡΑΕ.

10. Την αριθμ. ΡΑΕ Ι-236690/14.05.2018 επιστολή της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. αναφορικά με την έγκριση της τροποποιημένης κοινής πρότασης των ΔΣΜ για την μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια, στην οποία συμπεριλαμβάνεται η ανωτέρω τροποποιημένη κοινή πρόταση των ΔΣΜ και η μετάφρασή της στην ελληνική γλώσσα.

11. Την αριθμ. ΡΑΕ Ι-240860/12.06.2018 απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών μέσω του Energy Regulators Forum - ERF, για την έγκριση της τροποποιημένης κοινής πρότασης των ΔΣΜ για την μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια, σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της

1 http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/activity/global_consultation/current/1008_1.csp

Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας.

12. Την αριθμ. ΡΑΕ Ι-240898/13.06.2018 επιστολή του ERF προς τους ΔΣΜ, με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τον ACER, με συνημμένη την ανωτέρω απόφαση των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών περί της έγκρισης της ως άνω κοινής πρότασης των ΔΣΜ.

13. Το γεγονός ότι σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 1 του άρθρου 32 του ν. 4001/2011, οι πράξεις κανονιστικού χαρακτήρα που εκδίδονται από τη ΡΑΕ, δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

14. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του Κρατικού Προϋπολογισμού.

Σκέφτηκε ως εξής:

Επειδή, στο πλαίσιο επίτευξης της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εξεδόθη, κατ’ αρχήν, ο κανονισμός (ΕΚ) αριθμ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 1228/2003 (σχετ. 3).

Επειδή, στο άρθρο 19 «Ρυθμιστικές Αρχές» του κανονισμού 714/2009, ρητώς ορίζεται ότι:

«Κατά την άσκηση των καθηκόντων τους, οι Ρυθμιστικές Αρχές εξασφαλίζουν τη συμμόρφωση προς τον παρόντα κανονισμό και προς τις κατευθυντήριες γραμμές που θεσπίζονται σύμφωνα με το άρθρο 18. Εφόσον ενδείκνυται για την επίτευξη των σκοπών του παρόντος κανονισμού, οι ρυθμιστικές αρχές συνεργάζονται μεταξύ τους καθώς και με την Επιτροπή και τον Οργανισμό σύμφωνα με το κεφάλαιο IX της οδηγίας 2009/72/ΕΚ.».

Επειδή, δυνάμει της ανωτέρω εξουσιοδότησης του άρθρου 18 του κανονισμού (ΕΚ) 714/ 2009 και σύμφωνα με το άρθρο 290 ΣΛΕΕ, εξεδόθη από την Επιτροπή ο αριθμ. 2016/ 1719 κανονισμός (ΕΕ) της 26ης Σεπτεμβρίου 2016 (εφεξής ο «Κανονισμός», σχετ. 4), σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας στα Κράτη Μέλη.

Επειδή, αντικείμενο του κανονισμού αποτελεί, κατά το άρθρο 1, ο καθορισμός αναλυτικών κανόνων για τη διαζωνική κατανομή δυναμικότητας στις μελλοντικές αγορές, την καθιέρωση μιας κοινής μεθοδολογίας για τον προσδιορισμό της μακροπρόθεσμης διαζωνικής δυναμικότητας, τη θέσπιση ενιαίου μηχανισμού κατανομής σε ευρωπαϊκό επίπεδο, ο οποίος παρέχει μακροπρόθεσμα δικαιώματα μεταφοράς και τη δυνατότητα επιστροφής μακροπρόθεσμων δικαιωμάτων μεταφοράς για μεταγενέστερη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας ή μεταβίβασης μακροπρόθεσμων δικαιωμάτων μεταφοράς μεταξύ των συμμετεχόντων στην αγορά.

Επειδή, στο άρθρο 18 «Μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου» του κανονισμού προβλέπεται ότι:

«1. Το αργότερο εντός έξι μηνών από την έγκριση της μεθοδολογίας κοινού μοντέλου δικτύου για τα χρονικά πλαίσια της αγοράς επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας αγοράς που αναφέρονται στο άρθρο 9 παράγραφος 6 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222, όλοι οι ΔΣΜ εκπονούν από κοινού πρόταση για μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια. Η μεθοδολογία υπόκειται σε διαβούλευση σύμφωνα με το άρθρο 6.

2. Η μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου λαμβάνει υπόψη και συμπληρώνει τη μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου που έχει αναπτυχθεί δυνάμει του άρθρου 17 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222. Η μεθοδολογία επιτρέπει την καθιέρωση του κοινού μοντέλου δικτύου για τα χρονικά πλαίσια υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας στις οποίες εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10.

3. Κατά την ανάπτυξη της μεθοδολογίας κοινού μοντέλου δικτύου, εφαρμόζονται οι απαιτήσεις που προσδιορίζονται στο άρθρο 17 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222.»

Επειδή, κατά τις παρ. 5 και 6 του άρθρου 4 του κανονισμού «Έγκριση των όρων και προϋποθέσεων ή των μεθοδολογιών», η πρόταση των ΔΣΜ για την μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου, σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού, υπόκειται στην έγκριση όλων των ρυθμιστικών αρχών, ως εξής:

«…5. Κάθε ρυθμιστική αρχή είναι αρμόδια για την έγκριση των όρων και προϋποθέσεων ή των μεθοδολογιών που αναφέρονται στις παραγράφους 6 και 7.

6. Οι προτάσεις για τους ακόλουθους όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες υπόκεινται στην έγκριση όλων των ρυθμιστικών αρχών:

…

β) τη μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου, δυνάμει του άρθρου 18…».

Επειδή, κατά την παρ. 9 του άρθρου 4 του κανονισμού:

«9. Όταν για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών απαιτείται απόφαση από περισσότερες της μιας ρυθμιστικές αρχές, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές διαβουλεύονται και συνεργάζονται στενά και συντονίζονται μεταξύ τους, με στόχο την επίτευξη συμφωνίας. Κατά περίπτωση, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν υπόψη τη γνωμοδότηση του Οργανισμού. Οι ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν αποφάσεις σχετικά με όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβλήθηκαν σύμφωνα με τις παραγράφους 6 και 7, εντός έξι μηνών από την παραλαβή των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών από τη ρυθμιστική αρχή ή, κατά περίπτωση, από την τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή.».

Επειδή, κατά την παρ. 11 του άρθρου 4 του κανονισμού:

«11. Σε περίπτωση που μία ή περισσότερες ρυθμιστικές αρχές ζητήσουν τροποποίηση για να εγκρίνουν τους όρους και προϋποθέσεις ή τις μεθόδους που υποβάλλονται σύμφωνα με τις παραγράφους 6 και 7, οι σχετικοί ΔΣΜ υποβάλλουν πρόταση για τροποποίηση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών προς έγκριση εντός δύο μηνών μετά από την απαίτηση των ρυθμιστικών αρχών. Οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν απόφαση σχετικά με τους τροποποιημένους όρους και προϋποθέσεις ή τις μεθοδολογίες εντός δύο μηνών από την

υποβολή τους. Όταν δεν κατέστη δυνατόν οι ρυθμιστικές αρχές να καταλήξουν σε συμφωνία σχετικά με τους τροποποιημένους όρους και προϋποθέσεις ή τις μεθοδολογίες σύμφωνα με τις παραγράφους 6 και 7 εντός της δίμηνης προθεσμίας, ή κατόπιν κοινού αιτήματός τους, ο Οργανισμός εκδίδει εντός έξι μηνών απόφαση σχετικά με τους τροποποιημένους όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες, σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 1 του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 713/2009. Εάν οι σχετικοί ΔΣΜ αδυνατούν να υποβάλουν πρόταση για την τροποποίηση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών, εφαρμόζεται η διαδικασία που προβλέπεται στην παράγραφο 4.».

Επειδή, κατά το άρθρο 6 παρ. 1β του Κεφαλαίου Γ του ν. 4425/2016 (σχετ.1), προβλέπεται ότι:

«1. Πέραν των αρμοδιοτήτων που προβλέπονται στην κείμενη νομοθεσία και ιδίως στις διατάξεις του ν. 4001/2011, η ΡΑΕ: … β) Ασκεί τις αρμοδιότητες των ρυθμιστικών αρχών που προβλέπονται στον κανονισμό (ΕΚ) 714/2009….».

Επειδή, περαιτέρω, κατά το άρθρο 17 παρ. 7 του Κεφαλαίου Γ του ίδιου ν. 4425/2016 (σχετ.1), προβλέπεται ότι:

«7. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει τις αρμοδιότητες που προβλέπονται στον κανονισμό (ΕΚ) 714/2009 και στον κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222. Η άσκηση των αρμοδιοτήτων του Διαχειριστή συντείνει, ιδίως, στην επίτευξη του στόχου σύγκλισης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με τις αντίστοιχες ευρωπαϊκές και στην ολοκλήρωση της ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ε.Ε., σύμφωνα με τις απαιτήσεις της ευρωπαϊκής νομοθεσίας.».

Επειδή, με την υπό σχετ. 5 επιστολή, υπεβλήθη στη ΡΑΕ η κοινή πρόταση των ΔΣΜ, μετά της μεταφράσεώς της στην ελληνική γλώσσα, για την μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια, σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας.

Επειδή, ακολούθως, η ΡΑΕ, από 10.08.2017 έως και 22.09.2017 έθεσε την υπό σχετ. 5 πρόταση των ΔΣΜ σε δημόσια διαβούλευση, επί της οποίας δεν υπεβλήθησαν σχόλια.

Επειδή, στη συνέχεια, την 23η Φεβρουαρίου 2018, οι Ρυθμιστικές Αρχές, κατόπιν ηλεκτρονικής ψηφοφορίας, συμφώνησαν ομόφωνα (unanimous agreement), μέσω του Energy Regulators Forum (ERF), ως συλλογικού οργάνου των Ρυθμιστικών Αρχών, περί της τροποποίησης της ανωτέρω κοινής πρότασης των ΔΣΜ που αφορά στην αφαίρεση όλων των σημείων στη μεθοδολογία τα οποία υποδηλώνουν ότι κάθε Περιφέρεια Υπολογισμού Δυναμικότητας μπορεί να αναπτύξει τη δική της δέσμη σεναρίων.

Επειδή, ομοίως, με την υπό σχετ. 7 επιστολή του ERF γνωστοποιήθηκε προς τους ΔΣΜ, την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τον ACER η απόφαση όλων των Ρυθμιστικών Αρχών για την τροποποίηση της κοινής πρότασης των ΔΣΜ, προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης της παρ. 10 του άρθρου 4 του κανονισμού το οποίο προβλέπει ότι «10. Εάν δεν κατέστη δυνατόν οι ρυθμιστικές αρχές να καταλήξουν σε συμφωνία εντός της περιόδου που αναφέρεται στην παράγραφο 9, ή κατόπιν κοινού αιτήματός τους, ο Οργανισμός εκδίδει απόφαση σχετικά με τους υποβληθέντες όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες εντός έξι μηνών, σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 1 του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 713/2009.».

Επειδή, στη συνέχεια, η ΡΑΕ εξέδωσε την αριθμ. 208/02.03.2018 απόφαση περί τροποποίησης της κοινής πρότασης των ΔΣΜ για την μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια, σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας (ΦΕΚ Β’ 846/09.03.2018) και διαβίβασε την απόφαση αυτή στην ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (σχετ. 8, 9).

Επειδή, με την υπό σχετ. 10 επιστολή, υπεβλήθη στη ΡΑΕ η τροποποιημένη κοινή πρόταση των ΔΣΜ, μετά της μεταφράσεώς της στην ελληνική γλώσσα, για την μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια, σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας.

Επειδή, στη συνέχεια, την 11η Ιουνίου 2018, οι Ρυθμιστικές Αρχές, κατόπιν ηλεκτρονικής ψηφοφορίας, συμφώνησαν ομόφωνα (unanimous agreement), μέσω του Energy Regulators Forum - ERF, ως συλλογικού οργάνου των Ρυθμιστικών Αρχών, περί της έγκρισης της τροποποιημένης ανωτέρω κοινής πρότασης των ΔΣΜ (σχετ. 11).

Επειδή, ομοίως, με την υπό σχετ. 12 επιστολή του ERF γνωστοποιήθηκε προς τους ΔΣΜ, την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τον ACER η απόφαση όλων των Ρυθμιστικών Αρχών για την έγκριση της τροποποιημένης κοινής πρότασης των ΔΣΜ, προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης της παρ. 10 του άρθρου 4 του κανονισμού.

Επειδή, προς αποφυγή αμφιβολιών και σε περίπτωση που διαπιστωθούν ασυμφωνίες μεταξύ της αγγλικής έκδοσης της υπό σχετ. 11 κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) επί της Μεθοδολογίας Κοινού Μοντέλου Δικτύου (Common Grid Model Methodology – CGMM) και της συνημμένης υπό σχετ. 11 μετάφρασης στην ελληνική γλώσσα, η οποία δεν έχει εκπονηθεί από τη ΡΑΕ, η γλώσσα αναφοράς για την πρόταση αυτή είναι η αγγλική, το κείμενο της οποίας και φέρεται προς έγκριση ενώπιον της ώδε Ρυθμιστικής Αρχής.

Επειδή, κατά το άρθρο 22 του ν. 4001/ 2011 «Η ΡΑΕ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της, παρακολουθεί και εποπτεύει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας… συμπεριλαμβανομένης της έκδοσης κανονιστικών και ατομικών πράξεων, ιδίως για την …ανάπτυξη της εσωτερικής αγοράς ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης…» και κατά το άρθρο 32 του ίδιου νόμου «1. Οι πράξεις και αποφάσεις της ΡΑΕ, … δημοσιοποιούνται με ανάρτηση στην επίσημη ιστοσελίδα της. Οι κανονιστικού χαρακτήρα αποφάσεις της ΡΑΕ δημοσιεύονται επιπλέον στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως….».

Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά τα άρθρα 4 (παρ. 5, 6, 9 και 11) και 18 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719, 6 του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α΄ 185), 22 και 32 του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α΄ 179) και σύμφωνα με την ανωτέρω ομόφωνη απόφαση όλων των Ρυθμιστικών Αρχών:

1. Την έγκριση της τροποποιημένης κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για την μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια, σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας, ως εξής:

« All TSOs’ proposal for a common grid model methodology in accordance with Article 18 of Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation

09 June 2017

TSOs, taking into account the following:

Whereas

(1) This document is a common proposal developed by all Transmission System Operators (hereafter referred to as “TSOs”) regarding the development of a proposal for a common grid model methodology (hereafter referred to as "CGMM").

(2) This proposal (hereafter referred to as the “CGMM Proposal”) takes into account the general principles and goals set in Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation (hereafter referred to as "Regulation 2016/1719") as well as Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity (hereafter referred to as “Regulation (EC) No 714/2009”). The goal of Regulation 2016/1719 is the coordination and harmonisation of capacity calculation and allocation in the long-term cross-zonal markets. To facilitate these aims, it is necessary for all TSOs to use a common grid model. A common grid model can only be created on the basis of a common methodology for building such a model.

(3) While the CGMM described in the present CGMM Proposal enables a common grid model to be established, the delivery of the generation and load data required to establish the common grid model is addressed in the generation and load data provision methodology pursuant to Article 17 of Regulation 2016/1719.

(4) Article 17 of Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management (hereafter referred to as "Regulation 2015/1222") is referred to in Article 18 of Regulation 2016/1719 and defines several specific requirements that the CGMM Proposal should take into account:

"1. By 10 months after the entering into force of this Regulation all TSOs shall jointly develop a proposal for a common grid model methodology. The proposal shall be subject to consultation in accordance with Article 12.

2. The common grid model methodology shall enable a common grid model to be established. It shall contain at least the following items:

(a) a definition of scenarios in accordance with Article 18;

(b) a definition of individual grid models in accordance with Article 19;

(c) a description of the process for merging individual grid models to form the common grid model."

(5) Article 18 of Regulation 2016/1719 constitutes the legal basis for the proposal for a common grid methodology for long-term time frames and sets out several additional requirements:
"1. No later than six months after the approval of the common grid model methodology established for the day-ahead and intraday time frames referred to in Article 9(6) of Commission Regulation (EU) 2015/1222, all TSOs shall jointly develop a proposal for a common grid model methodology for long-term time frames. The methodology shall be subject to consultation in accordance with Article 6.
2. The common grid model methodology shall take into account and complement the common grid model methodology developed pursuant to Article 17 of Regulation (EU) 2015/1222. The methodology shall enable the establishment of the common grid model for long-term capacity calculation time frames in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied.
3. When developing the common grid model methodology, the requirements set in Article 17 of Regulation (EU) 2015/1222 shall apply."

(6) Article 2(2) of Regulation 2015/1222 defines the common grid model as:
"a Union-wide data set agreed between various TSOs describing the main characteristic (sic) of the power system (generation, loads and grid topology) and rules for changing these characteristics during the capacity calculation process"

(7) Article 2(4) of Regulation 2015/1222 defines a scenario as:
"the forecasted status of the power system for a given time-frame"

(8) Article 2(1) of Regulation 2015/1222 defines an individual grid model as:
"a data set describing power system characteristics (generation, load and grid topology) and related rules to change these characteristics during capacity calculation, prepared by the responsible TSOs, to be merged with other individual grid model components in order to create the common grid model"

(9) The requirements set out in Article 17 are spelt out in more detail in Articles 18 and 19 of Regulation 2015/1222. Article 18 on scenarios outlines the following:
"1.All TSOs shall jointly develop common scenarios for each capacity calculation time-frame referred to in Article 14(1)(a) and (b). The common scenarios shall be used to describe a specific forecast situation for generation, load and grid topology for the transmission system in the common grid model.
2.One scenario per market time unit shall be developed both for the day-ahead and the intraday capacity calculation time-frames.
3.For each scenario, all TSOs shall jointly draw up common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line. These common rules shall be based on the best forecast of the net position for each bidding zone and on the best forecast of the flows on each direct current line for each scenario and shall include the overall balance between load and generation for the transmission system in the Union. There shall be no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges when defining scenarios, in line with point 1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009."
1.7 of Annex I to Regulation (EC) No 714/2009 outlines the following:
"When defining appropriate network areas in and between which congestion management is to apply, TSOs shall be guided by the principles of cost-effectiveness and minimisation of negative impacts on the internal market in electricity. Specifically, TSOs shall not limit interconnection capacity in order to solve congestion inside their own control area, save for the abovementioned reasons and reasons of operational security. If such a situation occurs, this shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users. Such a situation shall be tolerated only until a long-term solution is found. The methodology and projects for achieving the long-term solution shall be described and transparently presented by the TSOs to all the system users."

(10) Article 19 sets out more specific requirements with respect to individual grid models, the basic building blocks of the common grid model:
"1.For each bidding zone and for each scenario:
(a) all TSOs in the bidding zone shall jointly provide a single individual grid model which complies with Article 18(3); or
(b) each TSO in the bidding zone shall provide an individual grid model for its control area, including interconnections, provided that the sum of net positions in the control areas, including interconnections, covering the bidding zone complies with Article 18(3).
2.Each individual grid model shall represent the best possible forecast of transmission system conditions for each scenario specified by the TSO(s) at the time when the individual grid model is created.
3.Individual grid models shall cover all network elements of the transmission system that are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.
4.All TSOs shall harmonise to the maximum possible extent the way in which individual grid models are built.
5.Each TSO shall provide all necessary data in the individual grid model to allow active and reactive power flow and voltage analyses in steady state.
6.Where appropriate, and upon agreement between all TSOs within a capacity calculation region, each TSO in that capacity calculation region shall exchange data between each other to enable voltage and dynamic stability analyses."

(11) The requirements set out in Article 18 are spelt out in more detail in Articles 19 and 20 of Regulation 2016/1719. Article 19 on scenarios outlines the following:
"1. All TSOs in capacity calculation regions, where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied, shall jointly develop a common set of scenarios to be used in the common grid model for each long-term capacity calculation time frame.
2. When developing the common set of scenarios, the relevant requirements set in Article 18 of Regulation (EU) 2015/1222 shall apply".

(12) Article 20 of Regulation 2016/1719 stipulates:
"When developing the individual grid model for a long-term capacity calculation time frame in capacity calculation regions, where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied, each TSO shall apply the requirements set in Article 19 of Regulation (EU) 2015/1222."

(13) Article 27(1) of Regulation 2015/1222 formulates a requirement related to the merging process:
"1. No later than six months after the decision on the generation and load data provision methodology referred to in Article 16 and the common grid model methodology referred to in Article 17, all TSOs shall organise the process of merging the individual grid models."

(14) Article 21(1) of Regulation 2016/1719 refers to Article 27 of Regulation 2015/1222 in defining requirements for the process of establishing common grid models for long-term time frames:
"1. The process of merging the individual grid models established in accordance with Article 27 of Regulation (EU) 2015/1222 shall apply when merging the individual grid models into a common grid model for each long-term time frame. No later than six months after the approval of the generation and load data provision methodology for long-term time frames referred to in Article 17 and the common grid model methodology for long-term time frames referred to in Article 18, all TSOs in each capacity calculation region shall jointly develop operational rules for long-term capacity calculation time frames supplementing the rules defined for the operation to merge the individual grid models pursuant to Article 27 of Regulation (EU) 2015/1222."

(15) Article 22 of Regulation 2016/1719 sets out the following requirements with respect to the common grid model for long-term time frames:
"The process and requirements set in Article 28 of Regulation (EU) 2015/1222 for creating a common grid model shall apply when creating the common grid model for long-term capacity calculation time frames in capacity calculation regions, where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 is applied."

(16) Article 4(8) of Regulation 2016/1719 sets out two further obligations:
"The proposal for terms and conditions or methodologies shall include a proposed timescale for their implementation and a description of their expected impact on the objectives of this Regulation."

(17) Article 28(3) to (5) of Regulation 2015/1222 formulates additional obligations relevant for the CGMM Proposal:
"3. For each capacity calculation time-frame, each TSO shall establish the individual grid model for each scenario in accordance with Article 19, in order to merge individual grid models into a common grid model.
4. Each TSO shall deliver to the TSOs responsible for merging the individual grid models into a common grid model the most reliable set of estimations practicable for each individual grid model. 5. For each capacity calculation time-frame a single, Union-wide common grid model shall be created for each scenario as set out in Article 18 by merging inputs from all TSOs applying the capacity calculation process as set out in paragraph 3 of this Article."

(18) Article 4(8) of Regulation 2016/1719 requires that the expected impact of the CGMM Proposal on the objectives of Regulation 2016/1719 is described. The impact is presented below (points (19) to (28) of this Whereas Section).

(19) The CGMM Proposal contributes to and does not in any way hamper the achievement of the objectives of Article 3 of Regulation 2016/1719. In particular, the CGMM Proposal serves the objective of promoting effective long-term cross-zonal trade with long-term cross-zonal hedging opportunities for market participants (Article 3(a) of Regulation 2016/1719) in contributing to coordinated capacity calculation by prescribing a common methodology for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied.

(20) In accordance with Article 3(b) of Regulation 2016/1719, and taking into account the capacity calculation methodologies to be developed under Regulation 2016/1719, the creation of the common grid model and use thereof in the capacity calculation process for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied, will optimise the calculation and allocation of cross-zonal capacity including long-term cross-zonal capacity by ensuring a common methodology and inputs for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.

(21) By having a common grid model for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied, prepared on the basis of a common, binding methodology, the CGMM Proposal will ensure that the objective of fair and non-discriminatory treatment of TSOs, NEMOS, the Agency, regulatory authorities and market participants is met insofar as the creation of a common grid model is based on a binding methodology that has been subject to stakeholder consultation in accordance with Regulation 2016/1719 and that will be approved by regulatory authorities prior to application in the Union.

(22) The CGM Methodology ensures and enhances the transparency and reliability of information further to Article 3(f) of Regulation 2016/1719 by providing for monitoring of quality indicators and publishing the indicators and the results of the monitoring as part of the data to be provided pursuant to Article 26(3) of Regulation 2016/1719.

(23) The CGMM Proposal also contributes to the objective of respecting the need for a fair and orderly forward capacity allocation (Article 3(e) of Regulation 2016/1719) through the provision of a common grid model to be used in the capacity calculation process for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied, on the basis of a common methodology specifying inputs for the preparation of individual grid models to be merged into the common pan-European grid model.

(24) The CGMM Proposal will contribute to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union by virtue of being a common model of the pan-European grid that will be used in a coordinated manner throughout the Union (Article 3(g) of Regulation 2016/1719).

(25) Finally, the CGMM Proposal contributes to the objective of providing non-discriminatory access to long-term cross-zonal capacity (Article 3(c) of Regulation 2016/1719) again by the provision of a common grid model, based on a common binding methodology, to be used in the capacity calculation process for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied.

(26) In conclusion, the CGMM Proposal contributes to the general objectives of the Regulation 2016/1719 to the benefit of all TSOs, NEMOs, the Agency, regulatory authorities and market participants.

SUBMIT THE FOLLOWING CGMM PROPOSAL TO ALL REGULATORY AUTHORITIES:

Article 1
Subject matter and scope

1. The common grid model methodology described in this proposal is the common proposal of all TSOs in accordance with Article 18 of Regulation 2016/1719.
2. This methodology shall apply to all TSOs in the area referred to in Article 1(2) of Regulation 2016/1719.
3. TSOs from jurisdictions outside the area referred to in Article 1(2) of Regulation 2016/1719 may provide their IGM, allow it to be merged into the CGM, and join the CGM process on a voluntary basis, provided that

   a. for them to do so is technically feasible and compatible with the requirements of Regulation 2016/1719;

   b. they agree that they shall have the same rights and responsibilities with respect to the CGM process as the TSOs referred to in paragraph 1; in particular, they shall accept that this methodology and the generation and load data provision methodology pursuant to Article 17 of Regulation 2016/1719 apply to the relevant parties in their control area as well;

   c. they accept any other conditions related to the voluntary nature of their participation in the CGM process that the TSOs referred to in paragraph 1 may set;

   d. the TSOs referred to in paragraph 1 have concluded an agreement governing the terms of the voluntary participation with the TSOs referred to in this paragraph;

   e. once TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis have demonstrated objective compliance with the requirements set out in (a), (b), (c), and (d), the TSOs

referred to in paragraph 1, after checking that the criteria in (a), (b), (c), and (d) are met, have approved an application from the TSO wishing to join the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 4(2) of Regulation 2016/1719.

4. The TSOs referred to in paragraph 1 shall monitor that TSOs participating in the CGM process on a voluntary basis pursuant to paragraph 3 respect their obligations. If a TSO participating in the CGM process pursuant to paragraph 3 does not respect its essential obligations in a way that significantly endangers the implementation and operation of Regulation 2016/1719, the TSOs referred to in paragraph 1 shall terminate that TSO's voluntary participation in the CGM process in accordance with the procedure set out in Article 4(2) of Regulation 2016/1719.

Article 2
Definitions and interpretation

For the purposes of this proposal, the terms used shall have the meaning of the definitions included in Article 2 of Regulation 2016/1719 and the other items of legislation referenced therein as well as Article 2 of the Common Grid Model Methodology pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222.

Article 3
Scenarios

1. When building individual grid models during the year before the year of delivery for the year-ahead capacity calculation time-frame, all TSOs shall jointly develop a common set of scenarios to be used. These scenarios shall respect the principles set out in paragraph (3). Both peak load and valley situations shall be taken into account in an adequate manner. Unless and until these scenarios have been developed, each TSO shall by default use the following scenarios:

   a. Winter Peak, 3rd Wednesday of January current year, 10:30h (indicative target period: first quarter);
   b. Winter Valley, 2nd Sunday of January current year, 03:30h (indicative target period: first quarter);
   c. Spring Peak, 3rd Wednesday of April current year, 10:30h (indicative target period: second quarter);
   d. Spring Valley, 2nd Sunday of April current year, 03:30h (indicative target period: second quarter);
   e. Summer Peak, 3rd Wednesday of July previous year, 10:30h (indicative target period: third quarter);
   f. Summer Valley, 2nd Sunday of July previous year, 03:30h (indicative target period: third quarter);
   g. Autumn Peak, 3rd Wednesday of October previous year, 10:30h (indicative target period: fourth quarter);
   h. Autumn Valley, 2nd Sunday of October previous year, 03:30h (indicative target period: fourth quarter).

2. When building individual grid models during the month before the month of delivery for the month-ahead capacity calculation time-frame, all TSOs shall jointly develop a common set of scenarios to be used. These scenarios shall respect the principles set out in paragraph (3). Both peak load and valley situations shall be taken into account in an adequate manner. Unless and until these scenarios have been developed, each TSO shall by default use the following scenarios:

   a. Peak, 3rd Wednesday of the same month during the previous year, 10:30h;
   b. Valley, 2nd Sunday of the same month during the previous year, 03:30h.

3. The following principles are applicable to scenarios for long-term time frames that are defined by all TSOs pursuant to paragraph (1) and (2):

   a. forecast situation for grid topology
      i. outages, irrespective of the reason for the outage, shall only be modelled if the network element is expected to be unavailable for the entire duration of the time-frame in the case of the year-ahead and month-ahead capacity calculation time-frames;

ii. network elements that support voltage control shall be included although they may be switched off for operational reasons;
iii. the topology shall reflect the operational situation.

b. where structural data change during the time period that the scenario relates to
i. network elements being added or removed shall be included for the entire duration of the time-frame and shall be removed from the IGM topology in all scenarios where they are not available for at least part of the duration of the time-frame;
ii. changes in the characteristics of network elements shall be handled by including those characteristics the use of which is most conservative from the point of view of operational security;

c. operational limits
i. each TSO shall apply the appropriate limits corresponding to the target season to each network element;
ii. for thermal limits, each TSO shall use both PATLs and TATLs.

d. with respect to the forecast situation for generation
i. for intermittent generation each TSO shall use the most appropriate forecast;
ii. for dispatchable generation each TSO shall take into account known outages only and otherwise assume full availability of the generation fleet and adjust forecast generation, taking into account forecast intermittent generation, such that it balances forecast load and grid losses and the net position;

e. with respect to the forecast situation for load
i. each TSO shall use the best forecast of load;

f. with respect to the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line
i. each TSO shall follow the approach outlined in Article 19.

4. After defining scenarios for long-term time frames pursuant to paragraph (1) or (2) consistent with the principles set out in paragraph (3), all TSOs shall publish detailed descriptions of these scenarios by 15 July of the year preceding the year to which the scenarios apply in the case of year-ahead scenarios and by fifteen days before the beginning of the month to which the scenarios apply in the case of month-ahead scenarios on a freely accessible public website. The publication shall state the period during which these scenarios are to be used by the TSOs. All TSOs shall set up an electronic alert system to ensure that all regulatory agencies are informed about the publication of scenarios at the time of publication at the latest.
5. Where all TSOs wish to define scenarios for long-term time frames pursuant to paragraph (1) or (2) and these scenarios are not consistent with the principles set out in paragraph (3), the TSOs shall request approval of these scenarios by way of a request for amendment of the present methodology.
6. Where all TSOs in capacity calculation regions, where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied, jointly develop a common set of scenarios to be used in the common grid model for each long-term capacity calculation time frame pursuant to Article 19(1) of Regulation 2016/1719 and these scenarios differ from the scenarios defined by all TSOs referred to in paragraph 1 and 2, respectively, the TSOs outside the capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied shall not be obliged to build their individual grid models for scenarios other than the scenarios referred to in paragraph 1 and 2, respectively.

Article 4
Individual Grid Models

1. Pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 each TSO shall build individual grid models for each of the scenarios applicable at pan-European level described in Article 3(1); i.e., either the common set of scenarios agreed by all TSOs or, in the absence of common scenarios, the default scenarios; if at least one capacity calculation region decides to apply security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 when calculating capacity for the year-ahead capacity calculation time-frame. The TSOs of a capacity calculation region

wishing to apply security analysis based on multiple scenarios when calculating capacity for the year-ahead capacity calculation time-frame shall inform all other TSOs of their intention by 31 March of the year preceding the first year for which capacity is to be calculated.
2. Pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 each TSO shall build individual grid models for each of the scenarios applicable at pan-European level described in Article 3(2); i.e., either the common set of scenarios agreed by all TSOs or, in the absence of common scenarios, the default scenarios; if at least one capacity calculation region decides to apply security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 when calculating capacity for the month-ahead capacity calculation time-frame and no year-ahead common grid model is already available. The TSOs of a capacity calculation region wishing to apply security analysis based on multiple scenarios when calculating capacity for the month-ahead capacity calculation time-frame shall inform all other TSOs of their intention by six months before the first day of the first month for which capacity is to be calculated.
3. When building IGMs, each TSO shall complete the following steps:

a. create an up-to-date equipment model comprising the structural data described in Articles 5 to 11;

b. identify and incorporate structural changes pursuant to the principles set out in Article 3;

c. incorporate up-to-date operating assumptions by including the variable data described in Articles 12 to 16 in the model;

d. exchange with all other TSOs the data described in Article 17 via the information platform referred to in Article 21;

e. apply the common rules for determining the net position in each bidding zone and the flow for each direct current line set out in Articles 18 and 19;

f. ensure that the model is consistent with the net positions and flows on direct current lines established in accordance with Articles 18 and 19;

g. ensure that remedial actions applied (if any) can be clearly identified and are consistent with the methodology for remedial actions in capacity calculation pursuant to Article 14 of Regulation 2016/1719, respectively, and the general objective of fair and non-discriminatory treatment pursuant to Article 3(d) of Regulation 2016/1719;

h. perform a load flow solution in order to verify

i. solution convergence;

ii. plausibility of nodal voltages and active and reactive power flows on grid elements;

iii. plausibility of the active and reactive power outputs of each generator;

iv. plausibility of the reactive power output / consumption of shunt-connected reactive devices; and

v. compliance with applicable operational security standards;

i. if required, modify the equipment model and / or operating assumptions and repeat step (h);

j. if applicable, carry out network reduction pursuant to Article 11;

k. as required by Article 22 of Regulation 2016/1719 export the IGM and make it available for merging into a common grid model via the information platform referred to in Article 21;

l. ensure that the IGM meets the quality criteria pursuant to Article 23;

m. repeat relevant steps as required and in accordance with the other obligations specified in this methodology.

4. Each TSO shall respect the process for merging IGMs into a CGM described in Article 20.
5. Each TSO shall update its IGM with agreed measures if applicable.
6. Each TSO shall respect the requirements set out in Article 22. All times stated in this CGMM Proposal refer to market time as defined in Article 2(15) of Regulation 2015/1222.

Article 5
Data to be included in IGMs

1. IGMs shall contain the elements of the high-voltage and extra high-voltage network insofar as these are used in regional operational security analysis for the concerned time-frame.
2. A unique identifier shall be provided for each network element included.
3. Where this methodology refers to a breakdown by primary energy sources, a breakdown into primary energy sources consistent with those used by the central information transparency platform pursuant to Regulation 543/2013 is required.
4. If any of the data required are not available to the TSO, the TSO shall use its best estimate instead.

Article 6
Grid elements

1. The grid elements described in paragraph 2 of this Article shall be included in each IGM regardless of whether these are operated by the TSO or a DSO (incl. CDSO) if these grid elements are of a voltage level
   a. of 220 kV or above;
   b. of less than 220 kV and the grid elements of which are used in regional operational security analysis.
2. The relevant grid elements and the data to be provided for these are
   a. sub-stations: voltage levels, busbar sections and if applicable to the modelling approach used by the TSO switching devices, to include switching device identifier and switching device type, comprising either breaker, isolator or load break switch;
   b. lines or cables: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected;
   c. power transformers including phase-shifting power transformers: electrical characteristics, the sub-stations to which these are connected, the type of tap changer, and type of regulation, where applicable;
   d. power compensation devices and flexible AC transmission systems (FACTS): type, electrical characteristics, and type of regulation where applicable.
3. A model or an equivalent model of those parts of the grid operated at a voltage of less than 220 kV shall be included in the IGM regardless of whether these parts of the grid are operated by the TSO or a DSO (incl. CDSO) if
   a. these parts of the grid have elements which are used in regional operational security analysis, or
   b. the relevant grid elements in those parts of the grid are connecting
      i. a generation unit or load modelled in detail in accordance with Article 8 or 9 to the 220 kV or higher voltage level;
      ii. two nodes at the 220 kV or higher voltage level.
4. Models and equivalent models pursuant to paragraph 3 shall contain at least aggregates of load separated from generation and generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 7
Boundary points

1. For each relevant border the TSOs concerned shall demarcate their respective responsibilities as far as the modelling of the network is concerned by agreeing on the corresponding boundary points.
2. Each TSO shall include all relevant network elements on its side of each boundary point in its IGM.
3. Each TSO shall include each boundary point in its IGM with a fictitious injection.

Article 8
Generation

1. Generation units including synchronous condensers and pumps shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level

    a. of 220 kV or above;

    b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.

2. Several identical or similar generation units may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For generation units modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the IGM.

3. Generation capacity not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.

4. For both generation units modelled in detail and for aggregates of generation capacity, separated by primary energy sources and separated from load, the following data shall be included in the IGM:

    a. connection point;

    b. primary energy source.

5. For generation units modelled in detail the following data shall be included in the IGM:

    a. maximum active power and minimum active power; defined as those values which the generation unit can regulate to. In the case of hydroelectric pumped storage generation units, two cycles shall be modelled and two records have to be provided (i.e., one each for the generating and the pumping mode);

    b. the type of control mode, being one of the following: "disabled", "voltage control", "power factor control", "reactive power control" and, for voltage-controlled generation units, the regulated buses where the scheduled voltage is set up;

    c. maximum and minimum values of reactive power when the minimum and maximum active power is delivered as well as, if this is required for regional operational security analysis, the associated capability curve;

    d. the auxiliary load of the generation unit representing the internal demand of the generation unit shall be modelled as a non-conforming load at the connection point of the generation unit if this is required for regional operational security analysis.

6. For generation units modelled as aggregates the following data shall be included in the IGM:

    a. aggregates of generation capacity separated by primary energy sources and separated from load in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 9
Load

1. Loads shall be modelled in detail if they are connected at a voltage level

    a. of 220 kV or above;

    b. of less than 220 kV and they are used in regional operational security analysis.

2. Several identical or similar loads may be modelled in detail on a composite basis if this modelling approach is sufficient with respect to regional operational security analysis. For loads modelled in detail on a composite basis an equivalent model shall be included in the IGM.

3. Loads not modelled in detail shall be included in the IGM modelled as aggregates.

4. For both loads modelled in detail and for aggregates of loads separated from generation the following data shall be included in the IGM:

    a. connection point;

    b. power factor or reactive power;

    c. conforming flag (where the value "true" means that the active and reactive power consumption of the load shall be scaled when scaling the overall load).

5. For loads modelled as aggregates the following data shall be included in the IGM:

a. aggregates of loads (separated from generation) in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected.

Article 10
HVDC links

1. HVDC links shall be modelled regardless of whether these are located entirely within a single bidding zone or they connect two bidding zones.
2. The TSO within whose bidding zone(s) the HVDC link is located or the TSOs whose bidding zones are connected by the HVDC link shall decide on the degree of detail with which the HVDC link is to be modelled. They shall base their decision on the functions for which the HVDC link is to be used. By default an HVDC link shall be modelled in detail and the AC/DC part of the HVDC link shall be exchanged by the TSOs concerned unless the functions that it is used for do not require this.
3. For both HVDC links modelled in detail and for those modelled in a simplified manner, the following data shall be included:
a. connection points.
4. For cross-zonal HVDC links modelled in detail, the TSOs concerned shall agree on which of them is to provide the detailed model by either including it in its IGM or by making it available separately. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall include the detailed model in its IGM. Detailed models of HVDC links shall include
a. electrical characteristics;
b. type and characteristics of supported control modes.
5. HVDC links modelled in a simplified manner shall be represented by equivalent injections at the connection points.
6. In the case of HVDC links that connect the CGM area with a bidding zone that is not part of the CGM area, the TSO that is within the CGM area shall endeavour to conclude an agreement with the owners of HVDC links not bound by this methodology with the aim of ensuring their cooperation in meeting the requirements set out in this Article.

Article 11
Modelling of adjacent grids

1. Each TSO shall model HVDC links with adjacent grids pursuant to Article 10.
2. Each TSO shall model AC links with adjacent grids as described in this Article.
3. At the start of the process described in Article 4, each TSO shall make use of an equivalent model of the adjacent grids in its IGM.

Article 12
Topology

1. When building its IGM, each TSO shall ensure that
a. the IGM indicates the switched state, either open or closed, of all modelled switching devices;
b. the IGM indicates the tap position of all modelled power transformers with tap changers including phase-shifting transformers;
c. the topology of the IGM reflects the planned or forced unavailability of modelled items of equipment that are known to be unavailable in line with the scenarios described in Article 3;
d. the topology of the IGM is updated to reflect remedial actions pursuant to Article 14 of Regulation 2016/1719 as well as topological agreed measures if applicable;
e. taking into account c) and d), the topology of the IGM reflects the best forecast operational situation;
f. the connectivity status of interconnectors and tie-lines to other TSOs is consistent with the IGMs of the relevant neighbouring TSOs.

Article 13
Energy injections and loads

1. When building its IGM, each TSO shall respect the following general principles with respect to energy injections and loads:

a. For the energy injections pattern

i. the IGM specifies an active and reactive power injection for each modelled in-service generation unit including synchronous condensers and pumps and this is applicable for each generation unit whether modelled in detail on an individual or composite basis or modelled as an aggregate;

ii. the specified active and reactive power injection for each modelled generation unit is consistent with the specified maximum and minimum active and reactive power limits and/or applicable reactive capability curve;

iii. active power injections associated with generation within the IGM shall be consistent with relevant remedial actions in accordance with Article 14 of Regulation 2016/1719 and other measures required to maintain the system within applicable operational security limits including but not limited to provision of sufficient upward and downward active power reserves as required for the purposes of frequency management;

b. For the load pattern

i. the IGM specifies an active and reactive power withdrawal for each modelled in-service load and pump;

ii. the sum of the active modelled load power withdrawals of modelled in-service loads and pumps shall match the total load of the considered scenario.

2. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to energy injections:

a. in order to establish the injection pattern for the relevant scenario, the TSO shall scale or otherwise individually modify the active power injections associated with the modelled generation units;

b. for generation units modelled in detail, the availability status shall take into account the following in line with the scenarios described in Article 3:

i. outage plans;

ii. testing profiles;

iii. scheduled unavailability;

iv. any active power capacity restrictions;

c. for dispatchable generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the following in line with the scenarios described in Article 3:

i. for all scenarios

1. the availability status;

2. the applicable priority dispatch policies and agreements;

ii. the best forecast dispatch based upon a selection of the following:

1. the relevant current, historical or forecast commercial/market data;

2. a distinction between base load generation and marginal generation;

3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;

4. any other relevant information;

d. for dispatchable generation units modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account

i. for all scenarios the best forecast dispatch pattern based on a selection of the following:

1. relevant current, historical or forecast commercial/market data;

2. distinction between base load generation and marginal generation;

3. established generation shift keys, merit orders or participation factors;

4. data on generation capacity of generation units modelled as aggregates, separated by primary energy sources and separated from load, and managed by an aggregator whose data are used in regional

operational security analysis broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected;

5. any other relevant information;

e. for all scenarios, for intermittent generation units modelled in detail, the modelled dispatch pattern shall take into account the availability status in line with the scenarios described in Article 3;

f. for all intermittent generation units whether modelled in detail or modelled as aggregates, the modelled dispatch pattern shall take into account in line with the scenarios described in Article 3 the most appropriate forecast.

3. When building its IGM, each TSO shall respect the following principles with respect to loads:

a. in order to establish the load pattern, the TSO shall scale or otherwise individually modify the nodal active and reactive power withdrawals associated with modelled loads and pumps;

b. for all scenarios this shall be based upon a selection of the following:

i. representative historical reference data for the relevant season, day, time, and other relevant data;

ii. SCADA and/or metered data;

iii. state estimated data;

iv. statistical analysis or forecast data;

v. distinction between conforming and non-conforming load;

vi. planned outages at least for loads modelled in detail;

vii. for loads modelled in detail maximum active power consumption and characteristics of reactive power control, where installed as well as maximum and minimum active power available for demand response and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response;

viii. for loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, aggregates of maximum and minimum active power available for demand response, separated from generation, and the maximum and minimum duration of any potential usage of this power for demand response managed by the aggregator in the corresponding parts of the grid broken down by sub-stations of the equivalent model or the sub-stations to which the corresponding parts of the grid are connected;

ix. for loads modelled as aggregates and managed by an aggregator whose data are used in regional operational security analysis, a forecast of unrestricted active power available for demand response and any planned demand response

x. any other relevant information.

Article 14
Monitoring

1. When building each IGM, each TSO shall respect the rules set out in this Article with respect to operational monitoring limits for all modelled grid elements.

2. For each scenario all operational limits shall be consistent with operational conditions including but not limited to the season and other relevant environmental and meteorological factors.

3. For each scenario, each TSO shall ensure that

a. the IGM specifies, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment, either

i. a PATL if the rating does not depend upon meteorological conditions or the pre-fault loading; or

ii. the best forecast rating if the rating is dependent upon meteorological conditions or the pre-fault loading;

b. the IGM specifies, for the relevant assets, one or more TATLs, reflective of the corresponding season and based on the applicable PATL, for each explicitly modelled transmission line, cable, transformer and relevant item of DC equipment;

c. the IGM specifies a TATL duration for all items of transmission equipment for which a TATL is specified, for each TATL specified;

d. the IGM specifies a tripping current for each relevant item of explicitly modelled transmission equipment, if applicable;

e. the IGM appropriately reflects the maximum and minimum acceptable voltages at each nominal voltage level, as per relevant locally applicable codes, standards, licences, policies and agreements;

f. operational monitoring limits that apply to interconnectors and tie-lines to other TSOs are consistent with those specified in the IGMs of the relevant neighbouring TSOs;

g. operational monitoring limits specified in the IGM are consistent with operational security limits;

h. the IGM specifies artificial PATL and TATL limits on relevant individual items or groups of items of modelled transmission equipment in order to incorporate local transmission constraints that are not associated with steady state thermal or voltage security including constraints associated with transient or voltage stability;

i. for all equivalent models of transmission equipment and for modelled items of equipment not operated by the TSO, including distribution networks, that are relevant with respect to operational security analysis and cross-zonal capacity calculation, the IGM specifies appropriate equivalent operating limits.

Article 15
Control settings

1. When building each IGM, each TSO shall specify appropriate control settings for at least the following items of regulating equipment, where modelled and relevant:

a. power transformers and associated tap changers;

b. phase-shifting transformers and associated tap changers;

c. reactive compensation devices, including but not limited to

i. shunt compensators including shunt capacitors or reactors or discretely switchable banks of shunt capacitors or reactors;

ii. static VAR compensators;

iii. synchronous condensers;

iv. static synchronous compensators (STATCOMs) and other flexible AC transmission system (FACTS) devices;

d. generators assisting with voltage regulation;

e. DC equipment.

2. In the case of the items of equipment referred to in points (a), (b), (c), and (d) of paragraph 1, each IGM shall include the following information, where relevant:

a. regulation status -enabled/disabled;

b. regulation mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;

c. regulation target or target range in kV, MW, Mvar, p.u., or other appropriate units;

d. regulation target deadband;

e. regulation participation factor;

f. regulated node.

3. In the case of the items of equipment referred to in point (e) of paragraph 1, each IGM shall include all relevant information regarding the following, where relevant:

a. operating mode -inverter/rectifier;

b. control mode -voltage, active power, reactive power, power factor, current, or other applicable mode;

c. active power targets;

d. voltage targets;

e. regulated nodes.

4. Where a modelled item of DC equipment forms part of an interconnector each TSO shall ensure that the resultant flows on the interconnector are consistent with the agreed flows on direct current lines for the relevant scenario in accordance with Article 18.

5. Each TSO shall ensure that target voltages and target voltage ranges are reflective of the relevant scenario and are reflective of applicable voltage control policies and operational security limits.
6. Each TSO shall specify at least one slack node in each IGM for the purposes of managing mismatches between total generation and demand when performing a load flow solution.

Article 16
Assumptions on adjacent grids

1. When building each IGM each TSO shall update the operational assumptions with respect to adjacent grids with the most reliable set of estimations practicable. Following the successful completion of the checks described in Article 4(3)(h), the equivalent models of the adjacent grids shall be removed and replaced with equivalent injections at the relevant boundary points.
2. For each IGM the sum of injections at boundary points shall be equal to the corresponding net position.

Article 17
Associated information

1. In order to make it possible to apply rules to change the characteristics of individual grid models during capacity calculation and other relevant business processes, each TSO shall make the following information available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21:
a. generation shift keys.

Article 18
Net positions and flows on direct current lines

1. For all scenarios for the month-ahead and the year-ahead capacity calculation time-frame pursuant to Article 3, each TSO shall follow the CGM alignment procedure described in Article 19 in order to comply with Article 19(2) of Regulation 2016/1719.
2. For all scenarios pursuant to Article 3 in case of bidding zones connected by more than one direct current line, in order to comply with Article 19(2) of Regulation 2016/1719, respectively, the TSOs concerned shall agree on consistent values for the flows on direct current lines to be used in each TSO's IGM. These shall also be the values that the TSOs make available to all other TSOs.

Article 19
CGM alignment

1. For each scenario for the month-ahead and the year-ahead capacity calculation time-frame pursuant to Article 3, each TSO shall prepare and share with all other TSOs via the information platform referred to in Article 21 in accordance with the CGM process description set out in Article 22 its best forecast of

    a. the net position for its bidding zone, being its preliminary net position;
    b. the flow on each direct current line connected to its bidding zone being the preliminary flows on each direct current line;
    c. any other input data required by the algorithm pursuant to paragraph 2.

2. All TSOs shall jointly define an algorithm which for each scenario and for all bidding zones aligns the preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line in such a way that following the adjustment by the algorithm

    a. the sum of adjusted net positions for all bidding zones in the CGM area balances the targeted net position for the CGM area;
    b. for all bidding zones connected by at least one direct current line the sum of flows on all direct current lines is mutually consistent for both bidding zones concerned.

3. The algorithm shall have the following properties or features in order to ensure that in accordance with Article 19(2) of Regulation 2016/1719 there is no undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges:

a. the alignments of preliminary net positions and preliminary flows on each direct current line shall be spread across all bidding zones and no bidding zone shall benefit from any preferential treatment or privileged status with respect to the operation of the algorithm;

b. in its objective function the algorithm shall give appropriate weight to the following when determining the adjustments required:

i. the size of the adjustments required to each preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, which shall be minimised;

ii. the ability of a bidding zone to adjust its preliminary net position and the preliminary flows on each direct current line, based on objective and transparent criteria;

c. the algorithm shall specify objective and transparent consistency and quality criteria which the input data required from each TSO shall meet;

d. the algorithm shall be robust enough to provide the results pursuant to paragraph 2 in all circumstances given the input data provided to it.

4. TSOs shall agree on procedures

a. to reduce the absolute value of the sum of preliminary net positions for all bidding zones in the CGM area; and

b. to provide updated input data if necessary; and

c. to take into account reserve capacity and stability limits if it becomes necessary to update input data.

5. TSOs shall regularly review and, if appropriate, improve the algorithm.

6. TSOs shall publish the algorithm as part of the data to be provided pursuant to Article 26(3) of Regulation 2016/1719. If the algorithm was modified during the reporting period, TSOs shall clearly state which algorithm was in use during which period and they shall explain the reasons for modifying the algorithm.

7. All TSOs shall jointly ensure that the algorithm is accessible to the relevant parties via the information platform referred to in Article 21.

8. In accordance with Article 62 of Regulation 2016/1719 each TSO shall designate an alignment agent who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks in accordance with the process described in Article 22:

a. check the completeness and quality of the input data provided pursuant to paragraph 1 and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;

b. apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on all direct current lines that meet the requirements set out in paragraph 2 and make these available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;

c. ensure that the results obtained are consistent with those obtained by all other alignment agents (if any).

9. Pursuant to Article 4(3)(f), each TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the alignment agent.

Article 20
Common Grid Model

1. In accordance with Article 62 of Regulation 2016/1719 and pursuant to Article 21(3) of Regulation 2016/1719 each TSO shall designate a merging agent who shall perform, on behalf of the TSO, the following tasks according to the process described in Article 22:

a. check the consistency of the IGMs provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;

b. if an IGM fails the quality check referred to in (a), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in paragraph 4 and make this validated IGM available via the information platform referred to in Article 21;

c. apply the requirements pursuant to paragraph 2 in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 and make the resulting CGMs available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;

d. ensure that each CGM created is consistent with those obtained by all other merging agents (if any);

e. identify violations of operational security limits in the CGM;

f. obtain from the TSOs concerned IGMs updated in the light of the agreed measures if applicable and repeat steps (a) to (e) as required;

g. if applicable validate the resulting CGM and make it available via the information platform referred to in Article 21.

2. All TSOs shall jointly define the requirements applicable to the merging agents and the merging process in accordance with Article 24.

3. Each merging agent shall meet the requirements referred to in paragraph 2 and shall implement the requirements applicable to the merging process referred to in paragraph 2.

4. All TSOs shall jointly define substitution rules applicable to IGMs that do not meet the quality criteria set out in Article 23.

5. Each TSO shall provide the data required by the substitution rules referred to in paragraph 4 via the information platform referred to in Article 21.

Article 21
Information platform

1. All TSOs shall delegate the task of implementing and administering a joint information platform that provides at least the services described in paragraph 2 in accordance with Article 62 of Regulation 2016/1719.

2. The information platform shall at a minimum support the CGM process in the following ways and it shall have all the features required to this end:

a. each TSO shall be able to use the information platform in order to share with all other TSOs pursuant to the CGM process described in Article 22 its best forecast of

i. the net position for its bidding zone, comprising its preliminary net position;

ii. the flow on each direct current line connected to its bidding zone comprising the preliminary flows on each direct current line;

iii. any other input data required by the algorithm further to Article 19(2);

b. the algorithm pursuant to Article 19(2) shall be accessible via the information platform;

c. the alignment agent(s) shall be able to make the aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2) available to all TSOs via the information platform;

d. each TSO shall be able to make associated information specified in Article 17 available to all TSOs via the information platform;

e. each TSO shall be able to make all its IGMs available to all TSOs via the information platform;

f. for each TSO and each scenario, all data required by the substitution rules referred to in Article 20(5) shall be available via the information platform;

g. the information platform shall be able to provide information on the quality status of submitted IGMs including substitutions that were necessary;

h. all merging agents shall be able to make the CGM available to all TSOs via the information platform;

i. all information required with respect to boundary points pursuant to Article 7 shall be available via the information platform;

j. the following items of information and/or data shall be available to all TSOs via the information platform:

i. generation shift keys.

Article 22
CGM process

1. When preparing the CGM for the month-ahead or year-ahead capacity calculation time-frame (for long-term markets, used only in capacity calculation regions where security analysis based on multiple scenarios pursuant to Article 10 of Regulation 2016/1719 is applied), all TSOs, merging agents and alignment agents shall complete the following steps:

a. each TSO shall make preliminary net positions, preliminary flows on direct current lines as well as any other input data required for the CGM alignment process available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;

b. the alignment agent(s) shall check the completeness and quality of the input data provided pursuant to Article 19(1) and, if necessary, replace missing data or data of insufficient quality with substitute data;

c. the alignment agent(s) shall apply the algorithm in order to compute for each scenario and each bidding zone aligned net positions and aligned flows on direct current lines that meet the requirements set out in Article 19(2);

d. the alignment agent(s) shall make these aligned net positions and aligned flows on direct current lines available to all TSOs via the information platform referred to in Article 21;

e. each TSO shall make its IGM available via the information platform pursuant to Article 21; pursuant to Article 4(3)(f) the TSO shall ensure that its IGM is consistent with the aligned net position and aligned flows on direct current lines provided by the alignment agent(s);

f. the TSO's merging agent shall

i. check the consistency of the IGM provided by the TSO against the quality criteria defined pursuant to Article 23;

ii. if an IGM fails the quality check referred to in (i), either obtain a new IGM of sufficient quality from the TSO responsible or substitute an alternative IGM in accordance with the substitution rules referred to in Article 20 (4) and make this validated IGM available via the information platform referred to in Article 21;

g. the TSO's merging agent shall

i. apply the requirements pursuant to Article 20(3) in order to merge all IGMs into a CGM pursuant to Article 22 of Regulation 2016/1719 and make the resulting CGMs available to all TSOs and coordinated capacity calculators for the purpose of capacity calculation via the information platform referred to in Article 21;

ii. validate each CGM obtained and ensure it is consistent with those obtained by all other merging agents (if any).

2. All TSOs shall ensure that the merging process and the CGM are completed in time for the month-ahead and year-ahead operational deadlines set out in Regulation 2016/1719 and methodologies required by Regulation 2016/1719 to be met and such that the most accurate and up to date model possible can be delivered for the purpose of capacity calculation in each timeframe.

Article 23
Quality monitoring

1. All TSOs shall jointly define quality criteria that IGMs have to meet in order to be merged into a common grid model. An IGM that does not meet these quality criteria shall be replaced by a substitute IGM.

2. All TSOs shall jointly define quality criteria that CGMs have to meet before they can be made available via the information platform.

3. All TSOs shall jointly define criteria that the preliminary net positions and preliminary flows on direct current lines as well as the other input data required for the CGM alignment process pursuant to Article 19 have to meet. Data sets that do not meet these criteria shall be replaced by substitute data.

4. All TSOs shall jointly define quality indicators that make it possible to assess all stages of the CGM process including, in particular, the CGM alignment process described in Article 19. They shall monitor these quality indicators and publish the indicators and the results of the monitoring as part of the data to be provided pursuant to Article 26(3) of Regulation 2016/1719.

Article 24
Timescale for implementation

1. Upon approval of the present methodology each TSO shall publish it on the internet in accordance with Article 4(13) of Regulation 2016/1719.
2. All TSOs shall jointly develop a governance framework for the information platform referred to in Article 21 which shall at a minimum address the topics of ownership, hosting, cost allocation, licensing requirements, and operational responsibility. This governance framework shall be prepared in a manner timely enough to allow all TSOs to meet the deadline set out in paragraph 3 and it shall respect the provisions on delegation set out in Article 62 of Regulation 2016/1719.
3. By six months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222 all TSOs shall organise the process of merging the individual grid models by completing the following tasks:

   a. all TSOs shall jointly develop the governance framework referred to in paragraph 2. They shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222 and Article 62 of Regulation 2016/1719, respectively;
   b. each TSO shall formalise the delegation agreement with the alignment agent referred to in Article 19. In devising this agreement each TSO shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222 and Article 62 of Regulation 2016/1719, respectively;
   c. all TSOs shall jointly specify and develop the algorithm referenced in Article 19 and shall also specify the rules and process associated with the said algorithm. All TSOs will publish on the internet the specifications, rules and process associated with the algorithm referenced in Article 19;
   d. all TSOs shall jointly define the quality criteria and quality indicators referred to in Article 23;
   e. all TSOs shall jointly formulate the requirements with respect to merging agents and the merging process referred to in Article 20(2) as well as the substitution rules referred to in Article 20(4);
   f. each TSO shall formalise the delegation agreement with the merging agent referred to in Article 20. In devising this agreement each TSO shall respect the provisions on delegation set out in Article 81 of Regulation 2015/1222 and Article 62 of Regulation 2016/1719, respectively.

4. By seven months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222 or 14 July 2017, whichever is later, the information platform referred to in Article 21 shall be operational. All TSOs, all alignment agents, and all merging agents shall be connected to the information platform and shall be able to make use of all of its features as described in the present methodology.
5. By thirteen months after the approval of the common grid model methodology submitted pursuant to Article 17 of Regulation 2015/1222 or 14 January 2018, whichever is later, all TSOs shall jointly ensure that the CGM process is operational and available for use by coordinated capacity calculators.
6. All TSOs shall jointly prepare the available data related to quality monitoring in a sufficiently timely manner to allow these to be included in the first report referred to in Article 31 of Regulation 2015/1222 due by 14 August 2017 and the first report referred to in Article 26 of Regulation 2016/1719 due by 17 October 2018, respectively. They shall prepare these data in subsequent years as required.

Article 25
Language

The reference language for this CGMM Proposal shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this proposal into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 4(13) of Regulation 2016/1719 and any version in another language the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authorities with an updated translation of the proposal.

Πρόταση όλων των ΔΣΜ
για μια μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου
σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΕ)
2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης
Σεπτεμβρίου 2016, σχετικά με τον
καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών
για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας

09 Ιουνίου 2017

Όλοι οι ΔΣΜ έχοντας λάβει υπόψη τα ακόλουθα:
Εκτιμώντας τα ακόλουθα

(1) Το παρόν έγγραφο συνιστά κοινή πρόταση που εκπονήθηκε από όλους τους διαχειριστές συστήματος μεταφοράς (στο εξής «ΔΣΜ») όσον αφορά την ανάπτυξη πρότασης σχετικά με μια μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου (στο εξής «ΜΚΜΔ»).

(2) Στην πρόταση αυτή (στο εξής «πρόταση ΜΚΜΔ») λαμβάνονται υπόψη οι γενικές αρχές και οι στόχοι που καθορίζονται στον κανονισμό (ΕΕ) 2016/1719 της Επιτροπής, της 26ης Σεπτεμβρίου 2016 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για τη μελλοντική κατανομή δυναμικότητας (στο εξής «κανονισμός 2016/1719»), όπως επίσης και στον κανονισμό (ΕΚ) αριθμ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενεργείας (στο εξής «κανονισμός (ΕΚ) αριθμ. 714/2009»). Ο κανονισμός 2016/1719 αποσκοπεί στον συντονισμό και την εναρμόνιση του υπολογισμού και της κατανομής της δυναμικότητας στις μακροπρόθεσμες διαζωνικές αγορές. Προκειμένου να διευκολυνθεί η εκπλήρωση αυτών των στόχων, όλοι οι ΔΣΜ πρέπει να χρησιμοποιούν ένα κοινό μοντέλο δικτύου. Ένα κοινό μοντέλο δικτύου μπορεί να δημιουργηθεί μόνο βάσει μιας κοινής μεθοδολογίας για την κατασκευή ενός τέτοιου μοντέλου.

(3) Ενώ η ΜΚΜΔ, όπως περιγράφεται στην παρούσα πρόταση ΜΚΜΔ, καθιστά δυνατή τη συγκρότηση ενός κοινού μοντέλου δικτύου, η παροχή δεδομένων παραγωγής και φορτίου που απαιτούνται για τον καθορισμό του κοινού μοντέλου δικτύου εξετάζεται στη μεθοδολογία παροχής δεδομένων παραγωγής και φορτίου δυνάμει του άρθρου 17 του κανονισμού 2016/1719.

(4) Το άρθρο 17 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης (εφεξής καλούμενος ως «κανονισμός 2015/1222») αναφέρεται στο άρθρο 18 του κανονισμού 2016/1719 και καθορίζει αρκετές ειδικές απαιτήσεις που η πρόταση ΜΚΜΔ θα πρέπει να λάβει υπόψη:

«1. Εντός δέκα (10) μηνών από την έναρξη ισχύος του παρόντος κανονισμού, όλοι οι ΔΣΜ καταρτίζουν από κοινού πρόταση σχετικά με τη μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου. Η πρόταση υπόκειται σε διαβούλευση σύμφωνα με το άρθρο 12.

2. Η μεθοδολογία για κοινό μοντέλο δικτύου καθιστά δυνατή την υιοθέτηση κοινού μοντέλου δικτύου. Περιέχει τουλάχιστον τα ακόλουθα στοιχεία:

(α) καθορισμό σεναρίων, σύμφωνα με το άρθρο 18·

(β) καθορισμό ατομικών μοντέλων δικτύου, σύμφωνα με το άρθρο 19·

(γ) περιγραφή της διαδικασίας για τη συγχώνευση ατομικών μοντέλων δικτύου με στόχο τη διαμόρφωση του κοινού μοντέλου δικτύου».

(5) Το άρθρο 18 του κανονισμού 2016/1719 αποτελεί τη νομική βάση για την πρόταση για μια μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια και ορίζει αρκετές πρόσθετες απαιτήσεις:

«1. Το αργότερο έξι μήνες από την έγκριση για τη μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για τα χρονικά πλαίσια αγοράς επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας αγοράς που αναφέρονται στο άρθρο 9 παράγραφος 6 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής, όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τη μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια. Η μεθοδολογία υπόκειται σε διαβούλευση σύμφωνα με το άρθρο 6.

2. Η μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου λαμβάνει υπόψη και συμπληρώνει τη μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου που αναπτύσσεται σύμφωνα με το άρθρο 17 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222. Η μεθοδολογία επιτρέπει την καθιέρωση του κοινού μοντέλου δικτύου για τα χρονικά πλαίσια υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας στις οποίες εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10.

3. Κατά την ανάπτυξη της μεθοδολογίας κοινού μοντέ-

λου δικτύου, εφαρμόζονται οι απαιτήσεις που προσδιορίζονται στο άρθρο 17 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222.

(6) Στο άρθρο 2 παράγραφος 2 του κανονισμού 2015/1222, το κοινό μοντέλο δικτύου ορίζεται ως:

«σύνολο δεδομένων σε επίπεδο Ένωσης το οποίο έχει συμφωνηθεί μεταξύ διαφόρων ΔΣΜ και περιγράφει τα κύρια χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (παραγωγή, φορτία και τοπολογία δικτύου) και τους κανόνες για τη μεταβολή των εν λόγω χαρακτηριστικών κατά τη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας».

(7) Στο άρθρο 2 παράγραφος 4 του κανονισμού 2015/1222, το σενάριο ορίζεται ως:

«πρόγνωση της κατάστασης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας για συγκεκριμένο χρονικό πλαίσιο»

(8) Στο άρθρο 2 παράγραφος 1 του κανονισμού 2015/1222, το ατομικό μοντέλο δικτύου ορίζεται ως:

«σύνολο δεδομένων το οποίο καταρτίζεται από τους αρμόδιους ΔΣΜ και περιγράφει τα χαρακτηριστικά συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας (παραγωγή, φορτίο και τοπολογία δικτύου) μαζί με τους συναφείς κανόνες για τη μεταβολή των εν λόγω χαρακτηριστικών κατά τον υπολογισμό της δυναμικότητας, και το οποίο προορίζεται να συγχωνευθεί με τις συνιστώσες άλλου ατομικού μοντέλου δικτύου με στόχο τη συγκρότηση κοινού μοντέλου δικτύου»

(9) Οι απαιτήσεις που ορίζονται στο άρθρο 17 εκτίθενται λεπτομερέστερα στα άρθρα 18 και 19 του κανονισμού 2015/1222. Στο άρθρο 18 σχετικά με τα σενάρια περιγράφονται συνοπτικά τα εξής:

«1. Όλοι οι ΔΣΜ αναπτύσσουν από κοινού σενάρια για κάθε χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας που αναφέρεται στο άρθρο 14 παράγραφος 1 στοιχεία α) και β). Τα κοινά σενάρια χρησιμοποιούνται για την περιγραφή συγκεκριμένης κατάστασης πρόγνωσης για την παραγωγή, το φορτίο και την τοπολογία του δικτύου του συστήματος μεταφοράς στο κοινό μοντέλο δικτύου.

2. Αναπτύσσεται ένα σενάριο ανά αγοραία χρονική μονάδα τόσο για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας όσο και για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού ενδοημερήσιας δυναμικότητας.

3. Για κάθε σενάριο, όλοι οι ΔΣΜ από κοινού καταρτίζουν κοινούς κανόνες για τον προσδιορισμό της καθαρής θέσης σε κάθε ζώνη προσφοράς και της ροής για κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος. Οι εν λόγω κοινοί κανόνες βασίζονται στη βέλτιστη πρόγνωση της καθαρής θέσης για κάθε ζώνη προσφοράς και στη βέλτιστη πρόγνωση των ροών για κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος για κάθε σενάριο, και περιλαμβάνουν τη συνολική εξισορρόπηση φορτίου και παραγωγής στο σύστημα μεταφοράς της Ένωσης. Κατά τον καθορισμό των σεναρίων δεν επιτρέπεται αναίτια διάκριση μεταξύ εσωτερικών και διαζωνικών ανταλλαγών, σύμφωνα με το σημείο 1.7 του παραρτήματος I του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 714/2009.»

Στο σημείο 1.7 του παραρτήματος I του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 714/2009 περιγράφονται συνοπτικά τα εξής:

«Όταν καθορίζονται ενδεδειγμένες περιοχές δικτύου στις οποίες και μεταξύ των οποίων πρόκειται να εφαρμοστεί διαχείριση συμφόρησης, οι ΔΣΜ εμπνέονται από τις αρχές της αποτελεσματικότητας συγκριτικά με το κόστος και ελαχιστοποίησης των αρνητικών επιπτώσεων στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, οι ΔΣΜ δεν περιορίζουν τη δυναμικότητα διασύνδεσης ώστε να επιλύσουν το πρόβλημα της συμφόρησης εντός της δικής τους περιοχής ελέγχου, με εξαίρεση όταν συντρέχουν οι προαναφερόμενοι λόγοι και λόγοι επιχειρησιακής ασφάλειας. Αν συμβεί μια τέτοια κατάσταση, αυτή θα περιγράφεται και παρουσιάζεται κατά διαφανή τρόπο από τους ΔΣΜ σε όλους τους χρήστες του συστήματος. Μια τέτοια κατάσταση επιτρέπεται να γίνεται ανεκτή μόνον έως ότου ευρεθεί μακροπρόθεσμη λύση. Η μεθοδολογία και τα αναγκαία έργα για την επίτευξη της μακροπρόθεσμης λύσης περιγράφονται και παρουσιάζονται κατά διαφανή τρόπο από τους ΔΣΜ σε όλους τους χρήστες του συστήματος.

(10) Στο άρθρο 19 καθορίζονται ειδικότερες απαιτήσεις όσον αφορά τα ατομικά μοντέλα δικτύου, τα οποία αποτελούν τα βασικά συστατικά στοιχεία του κοινού μοντέλου δικτύου:

«1. Για κάθε ζώνη προσφοράς και για κάθε σενάριο:

(α) όλοι οι ΔΣΜ συγκεκριμένης ζώνης προσφοράς παρέχουν από κοινού ατομικό μοντέλο δικτύου το οποίο πληροί το άρθρο 18 παράγραφος 3· ή

(β) κάθε ΔΣΜ συγκεκριμένης ζώνης προσφοράς παρέχει ατομικό μοντέλο δικτύου για την οικεία περιοχή ελέγχου, συμπεριλαμβανομένων των γραμμών διασύνδεσης, υπό την προϋπόθεση ότι το άθροισμα των καθαρών θέσεων στις περιοχές ελέγχου που καλύπτουν τη ζώνη προσφοράς, συμπεριλαμβανομένων των γραμμών διασύνδεσης, πληροί το άρθρο 18 παράγραφος 3.

2. Κάθε ατομικό μοντέλο δικτύου αποτυπώνει την καλύτερη δυνατή πρόγνωση των συνθηκών του συστήματος μεταφοράς για κάθε σενάριο που προσδιορίζεται από τον ή τους ΔΣΜ τη στιγμή κατά την οποία δημιουργείται το ατομικό μοντέλο δικτύου.

3. Τα ατομικά μοντέλα δικτύου καλύπτουν όλα τα στοιχεία του δικτύου του συστήματος μεταφοράς που χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας για το σχετικό χρονικό διάστημα.

4. Όλοι οι ΔΣΜ εναρμονίζουν στον μέγιστο δυνατό βαθμό τον τρόπο δημιουργίας των ατομικών μοντέλων δικτύου.

5. Κάθε ΔΣΜ παρέχει όλα τα απαραίτητα δεδομένα του ατομικού μοντέλου δικτύου που καθιστούν δυνατές τις αναλύσεις ροής ενεργού και άεργου ισχύος και τάσης σε σταθερή κατάσταση.

6. Όπου κρίνεται σκόπιμο, και κατόπιν συμφωνίας μεταξύ όλων των ΔΣΜ εντός μιας περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας, οι ΔΣΜ της εν λόγω περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας ανταλλάσσουν μεταξύ τους δεδομένα που καθιστούν δυνατές τις αναλύσεις της τάσης και της δυναμικής ευστάθειας».

(11) Οι απαιτήσεις που ορίζονται στο άρθρο 18 εκτίθενται λεπτομερέστερα στα άρθρα 19 και 20 του κανονισμού 2016/1719. Στο άρθρο 19 σχετικά με τα σενάρια περιγράφονται συνοπτικά τα εξής:

«1. Όλοι οι ΔΣΜ σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας στις οποίες εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10

εκπονούν από κοινού ένα κοινό σύνολο σεναρίων που θα χρησιμοποιηθούν στο κοινό μοντέλο δικτύου για κάθε χρονικό πλαίσιο υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας.

2. Κατά την ανάπτυξη της κοινής δέσμης σεναρίων, εφαρμόζονται οι σχετικές απαιτήσεις που προσδιορίζονται στο άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222».

(12) Το άρθρο 20 του κανονισμού 2016/1719 ορίζει τα εξής:

«Κατά την ανάπτυξη του ατομικού μοντέλου δικτύου για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας, στις οποίες εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10, κάθε ΔΣΜ εφαρμόζει τις απαιτήσεις που προβλέπονται στο άρθρο 19 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222.»

(13) Στο άρθρο 27 παράγραφος 1 του κανονισμού 2015/1222 διατυπώνεται μια απαίτηση σχετικά με τη διαδικασία συγχώνευσης:

«1. Το αργότερο έξι μήνες από την απόφαση για τη μεθοδολογία παροχής δεδομένων παραγωγής και φορτίου που αναφέρεται στο άρθρο 16 και για τη μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου που αναφέρεται στο άρθρο 17, όλοι οι ΔΣΜ οργανώνουν τη διαδικασία συγχώνευσης των ατομικών μοντέλων δικτύου».

(14) Το άρθρο 21 παράγραφος 1 του κανονισμού 2016/1719 αναφέρεται στο άρθρο 27 του κανονισμού 2015/1222 σχετικά με τον καθορισμό των απαιτήσεων για τη διαδικασία προσδιορισμού των κοινών μοντέλων δικτύου όσον αφορά τα μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια:

«1. Η διαδικασία συγχώνευσης των ατομικών μοντέλων δικτύου σύμφωνα με το άρθρο 27 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 εφαρμόζεται κατά τη συγχώνευση των ατομικών μοντέλων δικτύου σε ένα κοινό μοντέλο δικτύου για κάθε μακροπρόθεσμο χρονικό πλαίσιο. Το αργότερο έξι μήνες μετά την έγκριση της μεθοδολογίας παροχής δεδομένων παραγωγής και φορτίου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια όπως αναφέρεται στο άρθρο 17 και της μεθοδολογίας κοινού μοντέλου δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια όπως αναφέρεται στο άρθρο 18, όλοι οι ΔΣΜ σε κάθε περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας εκπονούν από κοινού επιχειρησιακούς κανόνες για τα χρονικά πλαίσια υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας που συμπληρώνουν τους κανόνες που έχουν καθοριστεί για την εκτέλεση της συγχώνευσης των ατομικών μοντέλων δικτύου δυνάμει του άρθρου 27 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222.»

(15) Το άρθρο 22 του κανονισμού 2016/1719 ορίζει τις ακόλουθες απαιτήσεις αναφορικά με το κοινό μοντέλο δικτύου για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια:

«Η διαδικασία και οι απαιτήσεις που ορίζονται στο άρθρο 28 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 για τη δημιουργία κοινού μοντέλου δικτύου εφαρμόζονται κατά τη δημιουργία του κοινού μοντέλου δικτύου για χρονικά πλαίσια υπολογισμού μακροπρόθεσμης δυναμικότητας σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας στις οποίες εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10.»

(16) Το άρθρο 4 παράγραφος 8 του κανονισμού 2016/1719 ορίζει δύο περαιτέρω υποχρεώσεις:

«Η πρόταση σχετικά με όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες περιλαμβάνει προτεινόμενο χρονοδιάγραμμα για την εφαρμογή τους και περιγραφή των αναμενόμενων επιπτώσεών τους στους στόχους του παρόντος κανονισμού».

(17) Στο άρθρο 28 παράγραφοι 3 έως 5 του κανονισμού 2015/1222 διατυπώνονται πρόσθετες υποχρεώσεις όσον αφορά την πρόταση ΜΚΜΔ:

«3. Για κάθε χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας, κάθε ΔΣΜ καθορίζει ατομικό μοντέλο δικτύου για κάθε σενάριο σύμφωνα με το άρθρο 19, με σκοπό τη συγχώνευση των ατομικών μοντέλων δικτύου σε κοινό μοντέλο δικτύου.

4. Κάθε ΔΣΜ παρέχει στους ΔΣΜ που είναι αρμόδιοι για τη συγχώνευση των ατομικών μοντέλων δικτύου σε κοινό μοντέλο δικτύου την πλέον αξιόπιστη σειρά εφαρμόσιμων εκτιμήσεων για κάθε ατομικό μοντέλο δικτύου.

5. Για κάθε χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας δημιουργείται ενιαίο, ενωσιακό κοινό μοντέλο δικτύου για κάθε σενάριο, όπως προβλέπεται στο άρθρο 18, με τη συγχώνευση των εισροών από όλους τους ΔΣΜ οι οποίοι εφαρμόζουν τη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας όπως προβλέπεται στην παράγραφο 3 του παρόντος άρθρου».

(18) Το άρθρο 4 παράγραφος 8 του κανονισμού 2016/1719 προβλέπει την περιγραφή των αναμενόμενων επιπτώσεων της πρότασης ΜΚΜΔ στους στόχους του κανονισμού 2016/1719. Οι επιπτώσεις παρατίθενται παρακάτω [σημεία 19) έως 28) της παρούσας ενότητας αιτιολογικών σκέψεων)].

(19) Η πρόταση ΜΚΜΔ συμβάλλει στην επίτευξη των στόχων του άρθρου 3 του κανονισμού 2016/1719, χωρίς να την υπονομεύει με κανέναν τρόπο. Συγκεκριμένα, η πρόταση ΜΚΜΔ εξυπηρετεί τον σκοπό της προώθησης του αποτελεσματικού μακροπρόθεσμου διαζωνικού εμπορίου με μακροπρόθεσμες διαζωνικές ευκαιρίες αντιστάθμισης των κινδύνων για τους συμμετέχοντες στην αγορά [άρθρο 3 στοιχείο α) του κανονισμού 2016/1719] συμβάλλοντας στον συντονισμένο υπολογισμό της δυναμικότητας μέσω του προσδιορισμού μιας κοινής μεθοδολογίας για την κατάρτιση ατομικών μοντέλων δικτύου που πρόκειται να συγχωνευθούν σε ένα κοινό πανευρωπαϊκό μοντέλο δικτύου για μακροπρόθεσμες αγορές το οποίο χρησιμοποιείται μόνο σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας στις οποίες εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10 του κανονισμού 2016/1719.

(20) Σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο β) του κανονισμού 2016/1719 και λαμβάνοντας υπόψη τις μεθοδολογίες υπολογισμού δυναμικότητας που θα αναπτυχθούν στο πλαίσιο του κανονισμού 2016/1719, η δημιουργία του κοινού μοντέλου δικτύου και η χρήση αυτού στη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας για τις μακροπρόθεσμες αγορές, το οποίο χρησιμοποιείται μόνο σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας στις οποίες εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10 του κανονισμού

2016/1719, θα βελτιστοποιήσει τον υπολογισμό και την κατανομή της διαζωνικής δυναμικότητας, συμπεριλαμβανομένης της μακροπρόθεσμης διαζωνικής δυναμικότητας, εξασφαλίζοντας κοινή μεθοδολογία και εισροές για την προετοιμασία ατομικών μοντέλων δικτύου που θα συγχωνεύονται στο κοινό πανευρωπαϊκό μοντέλο δικτύου.

(21) Βασίζοντας την προετοιμασία του κοινού μοντέλου δικτύου, όσον αφορά τις μακροπρόθεσμες αγορές, το οποίο χρησιμοποιείται μόνο σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας στις οποίες εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10 του κανονισμού 2016/1719, σε μια κοινή, δεσμευτική μεθοδολογία, η πρόταση ΜΚΜΔ θα διασφαλίζει ότι ο στόχος της δίκαιης και αμερόληπτης μεταχείρισης των ΔΣΜ, των ΝΕΜΟ, του Οργανισμού, των ρυθμιστικών αρχών και των συμμετεχόντων στην αγορά εκπληρώνεται στον βαθμό που η δημιουργία ενός κοινού μοντέλου δικτύου βασίζεται σε δεσμευτική μεθοδολογία, η οποία έχει υποβληθεί σε διαβούλευση με τα ενδιαφερόμενα μέρη σύμφωνα με τον κανονισμό 2016/1719 και η οποία προβλέπεται να εγκριθεί από τις ρυθμιστικές αρχές πριν από την εφαρμογή στην Ένωση.

(22) Η μεθοδολογία ΚΜΔ διασφαλίζει και ενισχύει τη διαφάνεια και την αξιοπιστία των πληροφοριών σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο στ) του κανονισμού 2016/1719 προβλέποντας την παρακολούθηση των ποιοτικών δεικτών και τη δημοσίευση των δεικτών και των αποτελεσμάτων παρακολούθησης, αποτελώντας μέρος των δεδομένων που πρέπει να παρέχονται δυνάμει του άρθρου 26 παράγραφος 3 του κανονισμού 2016/1719.

(23) Η πρόταση ΜΚΜΔ εξυπηρετεί, επίσης, τον στόχο περί συνεκτίμησης της ανάγκης για δίκαιη και ομαλή μελλοντική κατανομή δυναμικότητας [άρθρο 3 στοιχείο ε) του κανονισμού 2016/1719] παρέχοντας ένα κοινό μοντέλο δικτύου που θα χρησιμοποιείται στη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας για μακροπρόθεσμες αγορές, το οποίο χρησιμοποιείται μόνο σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας στις οποίες εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10 του κανονισμού 2016/1719, βάσει μιας κοινής μεθοδολογίας, η οποία προσδιορίζει τις εισροές για την προετοιμασία ατομικών μοντέλων δικτύων που θα συγχωνεύονται σε ένα κοινό πανευρωπαϊκό μοντέλο δικτύου.

(24) Η πρόταση ΜΚΜΔ θα συμβάλλει στην αποτελεσματική μακροπρόθεσμη λειτουργία και ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και του τομέα ηλεκτρικής ενέργειας στην Ένωση αποτελώντας κοινό μοντέλο του πανευρωπαϊκού δικτύου που θα χρησιμοποιείται με συντονισμένο τρόπο σε ολόκληρη την Ένωση [άρθρο 3 στοιχείο ζ) του κανονισμού 2016/1719].

(25) Τέλος, η πρόταση ΜΚΜΔ συμβάλλει στον στόχο της χωρίς διακρίσεις παροχής πρόσβασης σε μακροπρόθεσμη διαζωνική δυναμικότητα [άρθρο 3 στοιχείο γ) του κανονισμού 2016/1719] και πάλι μέσω της παροχής ενός κοινού μοντέλου δικτύου βάσει μιας κοινής μεθοδολογίας που θα χρησιμοποιείται στη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας για μακροπρόθεσμες αγορές, το οποίο χρησιμοποιείται μόνο σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας στις οποίες εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10 του κανονισμού 2016/1719.

(26) Συμπερασματικά, η πρόταση ΜΚΜΔ συμβάλλει στους γενικούς στόχους του κανονισμού 2016/1719 προς όφελος όλων των ΔΣΜ, των ΝΕΜΟ, του Οργανισμού, των ρυθμιστικών αρχών και των συμμετεχόντων στην αγορά.

ΥΠΟΒΟΛΗ ΤΗΣ ΠΑΡΑΚΑΤΩ ΠΡΟΤΑΣΗΣ ΜΚΜΔ ΣΕ ΟΛΕΣ ΤΙΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ:

Άρθρο 1
Αντικείμενο και πεδίο εφαρμογής

1. Η μεθοδολογία κοινού μοντέλου δικτύου που περιγράφεται στην παρούσα πρόταση είναι η κοινή πρόταση όλων των ΔΣΜ σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού 2016/1719.

2. Η μεθοδολογία αυτή ισχύει για όλους τους ΔΣΜ στην περιοχή που αναφέρεται στο άρθρο 1 παράγραφος 2 του κανονισμού 2016/1719.

3. Οι ΔΣΜ που προέρχονται από δικαιοδοσίες εκτός της περιοχής που αναφέρεται στο άρθρο 1 παράγραφος 2 του κανονισμού 2016/1719 δύνανται να παρέχουν το ατομικό μοντέλο δικτύου (ΑΜΔ) τους, να επιτρέπουν τη συγχώνευσή του στο ΚΜΔ και να συμμετέχουν στη διαδικασία ΚΜΔ σε προαιρετική βάση, υπό την προϋπόθεση ότι

a. είναι τεχνικά εφικτό γι΄αυτούς να το πράξουν αυτό, όπως επίσης και σύμφωνο με τις απαιτήσεις του κανονισμού 2016/1719·

b. συμφωνούν ότι όσον αφορά τη διαδικασία ΚΜΔ έχουν τα ίδια δικαιώματα και τις ίδιες ευθύνες με τους ΔΜΣ που αναφέρονται στην παράγραφο 1· αποδέχονται, ειδικότερα, ότι η μεθοδολογία αυτή και η μεθοδολογία παροχής δεδομένων παραγωγής και φορτίου δυνάμει του άρθρου 17 του κανονισμού 2016/1719 ισχύουν και για τα σχετικά μέρη, στην περιοχή ελέγχου αυτών·

c. αποδέχονται τυχόν άλλες συνθήκες σε σχέση με την προαιρετική φύση της συμμετοχής τους στη διαδικασία ΚΜΔ που μπορεί να ορίσουν οι ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο 1·

d. οι ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο 1 έχουν συνάψει με τους ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο αυτή μια συμφωνία που διέπει τους όρους της προαιρετικής συμμετοχής·

e. από τη στιγμή που οι ΔΣΜ που συμμετέχουν στη διαδικασία ΚΜΔ σε προαιρετική βάση επιδείξουν αντικειμενική συμμόρφωση με τις απαιτήσεις που προβλέπονται στα στοιχεία α), β), γ) και δ), οι ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο 1, αφού ελέγξουν ότι πληρούνται τα κριτήρια που αναφέρονται στα στοιχεία α), β), γ) και δ) εγκρίνουν αίτηση του ΔΣΜ που επιθυμεί να συμμετέχει στη διαδικασία ΚΜΔ σύμφωνα με τη διαδικασία που ορίζεται στο άρθρο 4 παράγραφος 2 του κανονισμού 2016/1719.

4. Οι ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο 1 ελέγχουν, εάν οι ΔΣΜ που συμμετέχουν στη διαδικασία ΚΜΔ

σε προαιρετική βάση σύμφωνα με την παράγραφο 3, τηρούν τις υποχρεώσεις τους. Εάν ένας ΔΣΜ που συμμετέχει στη διαδικασία ΚΜΔ σύμφωνα με την παράγραφο 3 δεν τηρεί τις ουσιώδεις υποχρεώσεις κατά τρόπο που να θέτει σημαντικά σε κίνδυνο την εφαρμογή και την εκτέλεση του κανονισμού 2016/1719, οι ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο 1 παύουν την εκούσια συμμετοχή του εν λόγω ΔΣΜ στη διαδικασία ΚΜΔ, σύμφωνα με τη διαδικασία που προβλέπεται στο άρθρο 4 παράγραφος 2 του κανονισμού 2016/1719.

Άρθρο 2
Ορισμοί και ερμηνεία

Για τους σκοπούς της παρούσας πρότασης, οι όροι που περιέχονται σε αυτήν χρησιμοποιούνται κατά την έννοια των ορισμών του άρθρου 2 του κανονισμού 2016/1719 και των λοιπών νομοθετικών πράξεων που αναφέρονται σε αυτό, καθώς και των ορισμών του άρθρου 2 της μεθοδολογίας κοινού μοντέλου δικτύου σύμφωνα με το άρθρο 17 του κανονισμού 2015/1222.

Άρθρο 3
Σενάρια

1. Κατά τη δημιουργία ατομικών μοντέλων δικτύου κατά τη διάρκεια του έτους πριν από το έτος παράδοσης όσον αφορά το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενου έτους, όλοι οι ΔΣΜ εκπονούν από κοινού ένα κοινό σύνολο σεναρίων που πρόκειται να χρησιμοποιηθούν. Τα εν λόγω σενάρια τηρούν τις αρχές που ορίζονται στην παράγραφο 3. Τόσο οι καταστάσεις φορτίου αιχμής όσο και οι καταστάσεις φορτίου κοιλάδος (valley) λαμβάνονται υπόψη κατά τον προσήκοντα τρόπο. Εκτός εάν και έως ότου τα εν λόγω σενάρια εκπονηθούν, κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί εξ ορισμού τα ακόλουθα σενάρια:

a. Φορτίο αιχμής τον χειμώνα, 3η Τετάρτη του Ιανουαρίου του τρέχοντος έτους, 10:30 ώρες (ενδεικτική περίοδος-στόχος: πρώτο τρίμηνο).

b. Φορτίο κοιλάδος τον χειμώνα, 2η Κυριακή του Ιανουαρίου του τρέχοντος έτους, 03:30 ώρες (ενδεικτική περίοδος-στόχος: πρώτο τρίμηνο).

c. Φορτίο αιχμής την άνοιξη, 3η Τετάρτη του Απριλίου του τρέχοντος έτους, 10:30 ώρες (ενδεικτική περίοδος-στόχος: δεύτερο τρίμηνο).

d. Φορτίο κοιλάδος την άνοιξη, 2η Κυριακή του Απριλίου του τρέχοντος έτους, 03:30 ώρες (ενδεικτική περίοδος-στόχος: δεύτερο τρίμηνο).

e. Φορτίο αιχμής το καλοκαίρι, 3η Τετάρτη του Ιουλίου του τρέχοντος έτους, 10:30 ώρες (ενδεικτική περίοδος-στόχος: τρίτο τρίμηνο).

f. Φορτίο κοιλάδος το καλοκαίρι, 2η Κυριακή του Ιουλίου του τρέχοντος έτους, 03:30 ώρες (ενδεικτική περίοδος-στόχος: τρίτο τρίμηνο).

g. Φορτίο αιχμής το φθινόπωρο, 3η Τετάρτη του Οκτωβρίου του τρέχοντος έτους, 10:30 ώρες (ενδεικτική περίοδος-στόχος: τέταρτο τρίμηνο).

h. Φορτίο κοιλάδος το φθινόπωρο, 2η Κυριακή του Οκτωβρίου του τρέχοντος έτους, 03:30 ώρες (ενδεικτική περίοδος-στόχος: τέταρτο τρίμηνο).

2. Κατά τη δημιουργία ατομικών μοντέλων δικτύου κατά τη διάρκεια του μήνα πριν από τον μήνα παράδοσης όσον αφορά το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας για τον επόμενο μήνα, όλοι οι ΔΣΜ εκπονούν από κοινού ένα κοινό σύνολο σεναρίων που πρόκειται να χρησιμοποιηθούν. Τα εν λόγω σενάρια τηρούν τις αρχές που ορίζονται στην παράγραφο 3. Τόσο οι καταστάσεις φορτίου αιχμής όσο και οι καταστάσεις φορτίου κοιλάδος (valley) λαμβάνονται υπόψη κατά τον προσήκοντα τρόπο. Εκτός εάν και έως ότου τα εν λόγω σενάρια εκπονηθούν, κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί εξ ορισμού τα ακόλουθα σενάρια:

a. Φορτίο αιχμής, 3η Τετάρτη του ίδιου μήνα κατά το προηγούμενο έτος, 10:30 ώρες.

b. Φορτίο κοιλάδος, 2η Κυριακή του ίδιου μήνα κατά το προηγούμενο έτος, 03:30 ώρες.

3. Οι ακόλουθες αρχές ισχύουν για τα σενάρια για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια που καθορίζονται από όλους τους ΔΣΜ σύμφωνα με την παράγραφο 1 και 2:

a. κατάσταση πρόγνωσης για τοπολογία δικτύου

i. οι διακοπές, ανεξαρτήτως της αιτίας της διακοπής, μοντελοποιούνται μόνο εάν το στοιχείο του δικτύου αναμένεται να μην είναι διαθέσιμο για όλη τη διάρκεια του χρονικού πλαισίου στην περίπτωση των χρονικών πλαισίων υπολογισμού δυναμικότητας επόμενου έτους και επόμενου μήνα.

ii. περιλαμβάνονται στοιχεία δικτύου για τα οποία υποστηρίζεται η δυνατότητα ελέγχου της τάσης, παρόλο που ενδέχεται να απενεργοποιηθούν για επιχειρησιακούς λόγους·

iii. η τοπολογία αντικατοπτρίζει την επιχειρησιακή κατάσταση.

b. στις περιπτώσεις που τα διαρθρωτικά στοιχεία αλλάζουν κατά τη χρονική περίοδο που το σενάριο σχετίζεται με

i. στοιχεία του δικτύου που προστίθενται ή αφαιρούνται, πρέπει να συμπεριλαμβάνονται για ολόκληρη τη διάρκεια του χρονικού πλαισίου και να αφαιρούνται από την τοπολογία ΑΜΔ σε όλα τα σενάρια, όπου δεν είναι διαθέσιμα τουλάχιστον για ένα μέρος της διάρκειας του χρονικού πλαισίου·

ii. αλλαγές στα χαρακτηριστικά των στοιχείων του δικτύου, πρέπει στη διαχείρισή τους να συμπεριλαμβάνονται τα χαρακτηριστικά αυτά των οποίων η χρήση είναι η πιο συντηρητική από άποψη επιχειρησιακής ασφάλειας·

c. επιχειρησιακά όρια

i. κάθε ΔΣΜ εφαρμόζει τα κατάλληλα όρια ανάλογα με την επιδιωκόμενη εποχή σε κάθε στοιχείο δικτύου·

ii. για τα θερμικά όρια, κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί τόσο τις ΜΕΦΜ όσο και τις ΠΕΦΜ.

d. όσον αφορά την κατάσταση πρόγνωσης για την παραγωγή

i. για διαλείπουσα παραγωγή, κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί την πλέον κατάλληλη πρόγνωση·

ii. για παραγωγή με δυνατότητα μεταφοράς, κάθε ΔΣΜ λαμβάνει υπόψη του μόνο τις γνωστές διακοπές ρεύματος, αλλιώς θεωρεί δεδομένη τη πλήρη διαθεσιμότητα του στόλου παραγωγής και προσαρμόζει την πρόγνωση για την παραγωγή, λαμβάνοντας υπόψη την πρόγνωση διαλείπουσας παραγωγής με τρόπο που εξισορροπεί το προβλεπόμενο φορτίο, τις απώλειες δικτύου και την καθαρή θέση·

e. όσον αφορά την κατάσταση πρόγνωσης για το φορτίο

i. κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί τη βέλτιστη πρόγνωση για το φορτίο·

f. όσον αφορά την καθαρή θέση σε κάθε ζώνη προσφοράς και τη ροή για κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος

i. κάθε ΔΣΜ ακολουθεί την προσέγγιση που περιγράφεται στο άρθρο 19.

4. Μετά τον καθορισμό των σεναρίων για τα μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια σύμφωνα με την παράγραφο 1 ή 2 συμβαδίζοντας με τις αρχές που ορίζονται στην παράγραφο 3, όλοι ΔΣΜ δημοσιεύουν αναλυτικές περιγραφές των εν λόγω σεναρίων έως τις 15 Ιουλίου του έτους που προηγείται από το έτος για το οποίο ισχύουν τα σενάρια στην περίπτωση των σεναρίων επόμενου έτους και έως δεκαπέντε ημέρες πριν από την έναρξη του μήνα για τον οποίο ισχύουν τα σενάρια στην περίπτωση των σεναρίων επόμενου μήνα σε ιστότοπο που είναι ελεύθερα προσβάσιμος στο κοινό. Η δημοσίευση δηλώνει την περίοδο κατά την οποία τα εν λόγω σενάρια πρόκειται να εφαρμοστούν από τους ΔΣΜ. Όλοι οι ΔΣΜ θεσπίζουν ένα ηλεκτρονικό σύστημα προειδοποίησης προκειμένου να διασφαλίσουν ότι όλες οι ρυθμιστικές αρχές είναι ενημερωμένες σχετικά με τη δημοσίευση των σεναρίων κατά τον χρόνο της δημοσίευσης το αργότερο.

5. Στην περίπτωση που όλοι οι ΔΣΜ επιθυμούν να καθορίσουν σενάρια για μακροπρόθεσμα χρονικά πλαίσια σύμφωνα με την παράγραφο 1 ή 2 και τα εν λόγω σενάρια δεν συνάδουν με τις αρχές που ορίζονται στην παράγραφο 3, οι ΔΣΜ ζητούν την έγκριση των εν λόγω σεναρίων μέσω αιτήματος τροποποίησης της παρούσας μεθοδολογίας.

6. Στην περίπτωση που όλοι οι ΔΣΜ μιας περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας, όπου εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βασιζόμενη σε πολλαπλά σενάρια σύμφωνα με το άρθρο 10 του κανονισμού 2016/1719, από κοινού αναπτύσσουν κοινά σενάρια για να χρησιμοποιηθούν από το κοινό μοντέλο δικτύου για μακροχρόνιο υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 19 παράγραφος 1 και τα εν λόγω σενάρια διαφέρουν από τα σενάρια που καθορίζονται από όλους του ΔΣΜ που αναφέρονται στην παράγραφο 1 και 2, αντίστοιχα, οι ΔΣΜ εκτός των περιφερειών υπολογισμού δυναμικότητας, όπου εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βασιζόμενη σε πολλαπλά σενάρια σύμφωνα με το άρθρο 10 του κανονισμού 2016/1719, δεν υποχρεούνται να δημιουργήσουν τα δικά τους ατομικά μοντέλα δικτύου για σενάρια πέραν αυτών που αναφέρονται στην παράγραφο 1 και 2, αντίστοιχα.

Άρθρο 4
Ατομικά μοντέλα δικτύου

1. Σύμφωνα με το άρθρο 22 του κανονισμού 2016/1719, κάθε ΔΣΜ δημιουργεί ατομικό μοντέλο δικτύου για κάθε σενάριο που ισχύει σε πανευρωπαϊκό επίπεδο, όπως ορίζεται στο άρθρο 3 παράγραφος 1· ήτοι, είτε το κοινό σύνολο σεναρίων που έχει συμφωνηθεί από όλους τους ΔΣΜ είτε, εν απουσία κοινών σεναρίων, τα προκαθορισμένα σενάρια, εάν τουλάχιστον μία περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας αποφασίσει να εφαρμόσει ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10 του κανονισμού 2016/1719 κατά τον υπολογισμό δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενου έτους. Οι ΔΣΜ της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας που επιθυμούν να εφαρμόσουν την ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων κατά τον υπολογισμό δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενου έτους ενημερώνουν όλους τους άλλους ΔΣΜ σχετικά με την πρόθεσή τους έως τις 31 Μαρτίου του έτους που προηγείται από το πρώτο έτος για το οποίο πρόκειται να υπολογιστεί η δυναμικότητα.

2. Σύμφωνα με το άρθρο 22 του κανονισμού 2016/1719, κάθε ΔΣΜ δημιουργεί ατομικό μοντέλο δικτύου για κάθε σενάριο που ισχύει σε πανευρωπαϊκό επίπεδο, όπως ορίζεται στο άρθρο 3 παράγραφος 2· ήτοι, είτε το κοινό σύνολο σεναρίων που έχει συμφωνηθεί από όλους τους ΔΣΜ είτε, εν απουσία κοινών σεναρίων, τα προκαθορισμένα σενάρια· εάν τουλάχιστον μία περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας αποφασίσει να εφαρμόσει ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10 του κανονισμού 2016/1719 κατά τον υπολογισμό δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενου μήνα και κανένα κοινό μοντέλο δικτύου επόμενου έτους δεν είναι ακόμη διαθέσιμο. Οι ΔΣΜ της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας που επιθυμούν να εφαρμόσουν ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων κατά τον υπολογισμό δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενου μήνα ενημερώνουν όλους τους άλλους ΔΣΜ σχετικά με την πρόθεσή τους έως έξι μήνες νωρίτερα από την πρώτη ημέρα του πρώτου μήνα για τον οποίο πρόκειται να υπολογιστεί η δυναμικότητα.

3. Κατά την κατασκευή ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ ολοκληρώνει τα βήματα που ακολουθούν:

a. δημιουργεί ένα ενημερωμένο μοντέλο εξοπλισμού που αποτελείται από τα διαρθρωτικά στοιχεία που περιγράφονται στα άρθρα 5 έως 11·

b. εντοπίζει και ενσωματώνει διαρθρωτικές αλλαγές σύμφωνες με τις αρχές που ορίζονται στο άρθρο 3·

c. ενσωματώνει ενημερωμένες υποθέσεις για τη λειτουργία συμπεριλαμβάνοντας στο μοντέλο τα μεταβλητά δεδομένα που περιγράφονται στα άρθρα 12 έως 16·

d. ανταλλάσσει με όλους τους υπόλοιπους ΔΣΜ τα δεδομένα που περιγράφονται στο άρθρο 17 μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

e. εφαρμόζει τους κοινούς κανόνες για τον καθορισμό της καθαρής θέσης σε κάθε ζώνη προσφοράς και της ροής για κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος, όπως ορίζονται στα άρθρα 18 και 19·

f. διασφαλίζει ότι το μοντέλο παρουσιάζει συνοχή ως προς τις καθαρές θέσεις και ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος που καθορίζονται σύμφωνα με τα άρθρα 18 και 19·

g. διασφαλίζει ότι οι εφαρμοζόμενες διορθωτικές ενέργειες (εάν υπάρχουν) μπορούν να αναγνωρίζονται

σαφώς και συνάδουν με τη μεθοδολογία για τις διορθωτικές ενέργειες στον υπολογισμό δυναμικότητας δυνάμει του άρθρου 14 του κανονισμού 2016/1719, αντίστοιχα, και τον γενικό στόχο της δίκαιης και αμερόληπτης μεταχείρισης δυνάμει του άρθρου 3 στοιχείο δ) του κανονισμού 2016/1719·

h. εφαρμόζει μια λύση του προβλήματος ροής φορτίου προκειμένου να επαληθεύσει

i. τη σύγκλιση της λύσης·

ii. την αξιοπιστία των κομβικών τάσεων και των ροών ενεργούς και άεργου ισχύος στα στοιχεία δικτύου·

iii. την αξιοπιστία της παραγόμενης ενεργού και άεργου ισχύος κάθε γεννήτριας·

iv. την αξιοπιστία της παραγόμενης άεργου ισχύος / κατανάλωσης των παράλληλα συνδεδεμένων συσκευών αντιστάθμισης άεργου ισχύος·

v. τη συμμόρφωση με τα ισχύοντα πρότυπα επιχειρησιακής ασφάλειας·

i. εάν απαιτείται, τροποποιεί το μοντέλο του εξοπλισμού και / ή τις υποθέσεις για τη λειτουργία και επαναλαμβάνει το βήμα (η)·

j. κατά περίπτωση, διεξάγει μείωση δικτύου δυνάμει του άρθρου 11·

k. όπως προβλέπεται στο άρθρο 22 του κανονισμού 2016/1719, προβαίνει σε εξαγωγή του ΑΜΔ και το διαθέτει για συγχώνευση σε ένα κοινό μοντέλο δικτύου μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

l. διασφαλίζει ότι το ΑΜΔ πληροί τα ποιοτικά κριτήρια δυνάμει του άρθρου 23·

m. επαναλαμβάνει τα σχετικά βήματα, όπως απαιτείται και σύμφωνα με τις λοιπές υποχρεώσεις που ορίζονται στην παρούσα μεθοδολογία.

4. Κάθε ΔΣΜ τηρεί τη διαδικασία για τη συγχώνευση των ΑΜΔ σε ένα ΚΜΔ, όπως περιγράφεται στο άρθρο 20.

5. Κάθε ΔΣΜ ενημερώνει το ΑΜΔ του με τα συμφωνηθέντα μέτρα κατά περίπτωση.

6. Κάθε ΔΣΜ τηρεί τις απαιτήσεις που ορίζονται στο άρθρο 22. Όλες οι αναφορές σε σχέση με τον χρόνο που γίνονται στην παρούσα πρόταση ΜΚΜΔ αναφέρονται σε αγοραία ώρα, όπως αυτή ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 15 του κανονισμού 2015/1222.

Άρθρο 5
Δεδομένα που πρέπει να περιλαμβάνονται στα ΑΜΔ

1. Τα ΑΜΔ περιέχουν στοιχεία του δικτύου υψηλής και υπερβολικά υψηλής τάσης στον βαθμό που αυτά χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας για το σχετικό χρονικό διάστημα.

2. Ένα μοναδικό αναγνωριστικό παρέχεται για κάθε στοιχείο του δικτύου που συμπεριλαμβάνεται.

3. Όπου η μεθοδολογία αυτή αναφέρεται σε κατανομή ανά πρωτογενείς πηγές ενέργειας, απαιτείται κατανομή σε πρωτογενείς πηγές ενέργειας που συνάδουν με αυτές που χρησιμοποιούνται από την κεντρική πλατφόρμα για τη διαφάνεια πληροφόρησης δυνάμει του κανονισμού 543/2013.

4. Εάν οποιοδήποτε από τα δεδομένα που απαιτούνται δεν είναι διαθέσιμα στον ΔΣΜ, ο ΔΣΜ χρησιμοποιεί αντ’ αυτού την καλύτερη εκτίμησή του.

Άρθρο 6
Στοιχεία δικτύου

1. Τα στοιχεία δικτύου που περιγράφονται στην παράγραφο 2 του άρθρου αυτού συμπεριλαμβάνονται σε όλα τα ΑΜΔ ασχέτως από το εάν λειτουργούνται από τον ΔΣΜ ή έναν ΔΣΔ (συμπεριλαμβανομένου του ΔΚΣΔ), εφόσον τα συγκεκριμένα στοιχεία δικτύου είναι σε επίπεδο τάσης

a. 220 kV ή υψηλότερο·

b. χαμηλότερο από 220 kV και τα στοιχεία δικτύου αυτών που χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας.

2. Τα συναφή στοιχεία του δικτύου και τα δεδομένα που πρέπει να παρέχονται γι’ αυτά είναι τα εξής:

a. υποσταθμοί: επίπεδα τάσης, τμήματα ζυγού μεταφοράς και, εφόσον μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην προσέγγιση μοντελοποίησης που ακολουθείται από τον ΔΣΜ, διατάξεις μεταγωγής, οι οποίες πρέπει να περιλαμβάνουν αναγνωριστικό της διάταξης μεταγωγής και τύπο της διάταξης μεταγωγής, αποτελώντας είτε διακόπτη ισχύος, αποζεύκτη (απομονωτή) είτε διακόπτη απόζευξης φορτίου·

b. γραμμές ή καλώδια: ηλεκτρικά χαρακτηριστικά, οι υποσταθμοί στους οποίους αυτά είναι συνδεδεμένα·

c. μετασχηματιστές ισχύος συμπεριλαμβανομένων μετασχηματιστών ισχύος μετατόπισης φάσης: ηλεκτρικά χαρακτηριστικά, οι υποσταθμοί στους οποίους αυτά είναι συνδεδεμένα, ο τύπος του μεταγωγέα τάσης και ο τύπος ρύθμισης, κατά περίπτωση·

d. συσκευές αντιστάθμισης ισχύος και ευέλικτα συστήματα μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος (FACTS): τύπος, ηλεκτρικά χαρακτηριστικά και τύπος ρύθμισης, κατά περίπτωση.

3. Ένα μοντέλο ή ένα ισοδύναμο μοντέλο των μερών του δικτύων που λειτουργούν σε τάση χαμηλότερη των 220 kV συμπεριλαμβάνεται στο ΑΜΔ ανεξάρτητα από το εάν τη διαχείριση αυτών των μερών του δικτύου αναλαμβάνει ο ΔΣΜ ή ένας ΔΣΔ (συμπεριλαμβανομένου του ΔΚΣΔ) εάν

a. αυτά τα μέρη του δικτύου περιέχουν στοιχεία που χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας ή

b. τα συναφή στοιχεία δικτύου σε αυτά τα μέρη του δικτύου συνδέουν

i. μια μονάδα παραγωγής ή φορτίου που μοντελοποιείται λεπτομερώς σύμφωνα με το άρθρο 8 ή το άρθρο 9 σε επίπεδο τάσης 220 kV ή υψηλότερο· ή

ii. δύο κόμβους σε επίπεδο τάσης 220 kV ή υψηλότερο.

4. Σύμφωνα με την παράγραφο 3, τα μοντέλα και ισοδύναμα μοντέλα περιέχουν τουλάχιστον συσσωρεύσεις φορτίου διαχωριζόμενες από την παραγωγή και τη δυναμικότητα παραγωγής, διαχωριζόμενες ανά πρωτογενείς πηγές ενέργειας και διαχωριζόμενες από το φορτίο των αντίστοιχων μερών του δικτύου, κατανεμημένες ανά τους υποσταθμούς του ισοδύναμου μοντέλου ή ανά τους

υποσταθμούς στους οποίους συνδέονται τα αντίστοιχα μέρη του δικτύου.

Άρθρο 7
Οριακά σημεία

1. Για κάθε σχετικό σύνορο, οι σχετικοί ΔΣΜ προσδιορίζουν τις αντίστοιχες ευθύνες τους όσον αφορά τη μοντελοποίηση του δικτύου ερχόμενοι σε συμφωνία σχετικά με τα αντίστοιχα οριακά σημεία.

2. Κάθε ΔΣΜ συμπεριλαμβάνει στο ΑΜΔ του όλα τα συναφή στοιχεία δικτύου που βρίσκονται στη δική του πλευρά σε σχέση με κάθε οριακό σημείο.

3. Κάθε ΔΣΜ συμπεριλαμβάνει όλα τα οριακά σημεία στο ΑΜΔ του με μια εικονική έγχυση.

Άρθρο 8
Παραγωγή

1. Οι μονάδες παραγωγής συμπεριλαμβανομένων των σύγχρονων συμπυκνωτών μοντελοποιούνται λεπτομερώς, εάν συνδέονται σε επίπεδο τάσης

a. 220 kV ή υψηλότερο·

b. χαμηλότερο από 220 kV και χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας.

2. Αρκετές πανομοιότυπες ή παρόμοιες μονάδες παραγωγής δύνανται να μοντελοποιηθούν λεπτομερώς σε συγκεντρωτικό επίπεδο, εάν αυτή η προσέγγιση μοντελοποίησης είναι επαρκής όσον αφορά την περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας. Για τις μονάδες παραγωγής που μοντελοποιούνται λεπτομερώς σε συγκεντρωτικό επίπεδο, συμπεριλαμβάνεται ένα ισοδύναμο μοντέλο στο ΑΜΔ.

3. Η δυναμικότητα της παραγωγής που δεν μοντελοποιείται λεπτομερώς, συμπεριλαμβάνεται στο ΑΜΔ όντας μοντελοποιημένη με τη μορφή σημείων συσσώρευσης.

4. Τόσο για τις μονάδες παραγωγής που μοντελοποιούνται λεπτομερώς όσο και για τις συσσωρεύσεις της δυναμικότητας παραγωγής που διαχωρίζονται ανά πρωτογενείς πηγές ενέργειας και από το φορτίο, συμπεριλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα στο ΑΜΔ:

a. σημείο σύνδεσης·

b. πηγή πρωτογενούς ενέργειας.

5. Για τις μονάδες παραγωγής που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, συμπεριλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα στο ΑΜΔ:

a. μέγιστη ενεργός ισχύς και ελάχιστη ενεργός ισχύς, οριζόμενες ως οι τιμές αυτές στις οποίες μπορεί να γίνει ρύθμιση της μονάδας παραγωγής. Όσον αφορά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε μονάδες αποθήκευσης μέσω άντλησης νερού, μοντελοποιούνται δύο κύκλοι και πρέπει να παρέχονται δύο αρχεία (δηλαδή, ένα για την κατάσταση λειτουργίας παραγωγής και ένα για την κατάσταση λειτουργίας άντλησης)·

b. είδος κατάστασης λειτουργίας ελέγχου, η οποία μπορεί να είναι: «ανενεργή», «έλεγχος τάσης», «έλεγχος συντελεστή ισχύος», «έλεγχος άεργου ισχύος» και, για μονάδες παραγωγής ελεγχόμενης τάσης, οι ρυθμισμένοι ζυγοί στους οποίους γίνεται η ρύθμιση της προγραμματισμένης τάσης·

c. οι μέγιστες και ελάχιστες τιμές άεργου ισχύος κατά την απόδοση της ελάχιστης και μέγιστης ενεργού ισχύος, όπως επίσης και η σχετική καμπύλη ικανότητας, εφόσον αυτό απαιτείται για την περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας·

d. το βοηθητικό φορτίο της μονάδας παραγωγής που αντιπροσωπεύει την εσωτερική ζήτηση της μονάδας παραγωγής μοντελοποιείται ως μη συμμορφούμενο φορτίο στο σημείο σύνδεσης της μονάδας παραγωγής, εάν αυτό απαιτείται για την περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας.

6. Για τις μονάδες παραγωγής που μοντελοποιούνται ως σημεία συσσώρευσης, περιλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα στο ΑΜΔ:

a. συσσωρεύσεις της δυναμικότητας παραγωγής διαχωριζόμενες ανά πρωτογενείς πηγές ενέργειας και διαχωριζόμενες από το φορτίο των αντίστοιχων μερών του δικτύου, κατανεμημένες ανά τους υποσταθμούς του ισοδύναμου μοντέλου ή ανά τους υποσταθμούς στους οποίους συνδέονται τα αντίστοιχα μέρη του δικτύου.

Άρθρο 9
Φορτίο

1. Τα φορτία μοντελοποιούνται λεπτομερώς, εάν συνδέονται σε επίπεδο τάσης

a. 220 kV ή υψηλότερο·

b. χαμηλότερο από 220 kV και χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας.

2. Αρκετά πανομοιότυπα ή παρόμοια μοντέλα δύνανται να μοντελοποιούνται λεπτομερώς σε συγκεντρωτικό επίπεδο, εάν αυτή η προσέγγιση μοντελοποίησης είναι επαρκής όσον αφορά την περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση της ασφάλειας. Για τα μοντέλα που μοντελοποιούνται λεπτομερώς σε συγκεντρωτικό επίπεδο, συμπεριλαμβάνεται ένα ισοδύναμο μοντέλο στο ΑΜΔ.

3. Τα φορτία που δεν μοντελοποιούνται λεπτομερώς, συμπεριλαμβάνονται στο ΑΜΔ όντας μοντελοποιημένα με τη μορφή σημείων συσσώρευσης.

4. Τόσο για τα φορτία που μοντελοποιούνται λεπτομερώς όσο και για τα σημεία συσσώρευσης των φορτίων που διαχωρίζονται από την παραγωγή, περιλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα στο ΑΜΔ:

a. σημείο σύνδεσης·

b. συντελεστής ισχύος ή άεργος ισχύ·

c. συμμορφούμενη σήμανση (όπου η τιμή «αληθής» δηλώνει ότι η αναλογία κατανάλωσης ενεργού και άεργου ισχύος του φορτίου διαβαθμίζεται κατά τη διαβάθμιση του συνολικού φορτίου).

5. Για τα φορτία που μοντελοποιούνται ως σημεία συσσώρευσης, περιλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα στο ΑΜΔ:

a. συσσωρεύσεις φορτίων (διαχωριζόμενες από την παραγωγή) στα αντίστοιχα μέρη του δικτύου, κατανεμημένες ανά τους υποσταθμούς του ισοδύναμου μοντέλου ή ανά τους υποσταθμούς στους οποίους συνδέονται τα αντίστοιχα μέρη του δικτύου.

Άρθρο 10
Συνδέσεις HVDC

1. Οι συνδέσεις συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης (HVDC) μοντελοποιούνται ανεξάρτητα από το εάν βρίσκονται εξολοκλήρου εντός μιας ενιαίας ζώνης προσφοράς ή εάν συνδέουν δύο ζώνες προσφοράς.

2. Ο ΔΣΜ εντός της ζώνης ή των ζωνών προσφοράς του οποίου βρίσκεται η σύνδεση HVDC ή οι ΔΣΜ οι ζώνες προσφοράς των οποίων συνδέονται μέσω της σύνδεσης HVDC αποφασίζουν ως προς τον βαθμό της λεπτομέρειας με την οποία πρέπει να μοντελοποιηθεί η σύνδεση HVDC. Βασίζουν την απόφασή τους στις λειτουργίες για τις οποίες πρόκειται να χρησιμοποιηθεί η σύνδεση HVDC. Από προεπιλογή, μια σύνδεση HVDC μοντελοποιείται λεπτομερώς και το μέρος AC/DC αυτής ανταλλάσσεται από τους σχετικούς ΔΣΜ, εκτός εάν δεν το απαιτούν οι λειτουργίες για τις οποίες χρησιμοποιείται.

3. Τόσο για τις συνδέσεις HVDC που μοντελοποιούνται λεπτομερώς όσο και για αυτές που μοντελοποιούνται με απλουστευμένο τρόπο, περιλαμβάνονται τα παρακάτω δεδομένα:

a. σημεία σύνδεσης.

4. Για διαζωνικές συνδέσεις HVDC που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, οι σχετικοί ΔΣΜ συμφωνούν ως προς το ποιος από αυτούς πρέπει να παρέχει το λεπτομερές μοντέλο είτε συμπεριλαμβάνοντάς το στο ΑΜΔ τους είτε διαθέτοντάς το ξεχωριστά. Στην περίπτωση συνδέσεων HVDC που συνδέουν την περιοχή ΚΜΔ με μια ζώνη προσφοράς που δεν ανήκει στην περιοχή ΚΜΔ, ο ΔΣΜ που βρίσκεται εντός της περιοχής ΚΜΔ συμπεριλαμβάνει το λεπτομερές μοντέλο στο ΑΜΔ του. Τα λεπτομερή μοντέλα συνδέσεων HVDC περιλαμβάνουν

a. ηλεκτρικά χαρακτηριστικά·

b. τύπο και χαρακτηριστικά των υποστηριζόμενων καταστάσεων λειτουργίας ελέγχου.

5. Οι συνδέσεις HVDC που μοντελοποιούνται με απλουστευμένο τρόπο αντιπροσωπεύονται με ισοδύναμες εγχύσεις στα σημεία σύνδεσης.

6. Στην περίπτωση συνδέσεων HVDC που συνδέουν την περιοχή ΚΜΔ με μια ζώνη προσφοράς που δεν ανήκει στην περιοχή ΚΜΔ, ο ΔΣΜ που βρίσκεται εντός της περιοχής ΚΜΔ επιδιώκει να συνάψει συμφωνία με τους ιδιοκτήτες των συνδέσεων HVDC που δεν δεσμεύονται από την παρούσα μεθοδολογία με στόχο να διασφαλίσει τη συνεργασία τους όσον αφορά την τήρηση των απαιτήσεων που ορίζονται σε αυτό το άρθρο.

Άρθρο 11
Μοντελοποίηση γειτονικών δικτύων

1. Κάθε ΔΣΜ μοντελοποιεί συνδέσεις HVDC με γειτονικά δίκτυα δυνάμει του άρθρου 10.

2. Κάθε ΔΣΜ μοντελοποιεί συνδέσεις AC με γειτονικά δίκτυα, όπως περιγράφεται σε αυτό το άρθρο.

3. Στην αρχή της διαδικασίας που περιγράφεται στο άρθρο 4, κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί ένα ισοδύναμο μοντέλο των γειτονικών δικτύων στο ΑΜΔ του.

Άρθρο 12
Τοπολογία

1. Κατά την κατασκευή του ΑΜΔ του, κάθε ΔΣΜ διασφαλίζει ότι

a. το ΑΜΔ υποδεικνύει τη μεταγόμενη κατάσταση, είτε ανοικτή ή κλειστή όλων των μοντελοποιημένων συσκευών μεταγωγής·

b. το ΑΜΔ υποδεικνύει τη θέση μεταγωγέα όλων των μοντελοποιημένων μετασχηματιστών ισχύος συμπεριλαμβανομένων των μετασχηματιστών ισχύος μετατόπισης φάσης·

c. η τοπολογία του ΑΜΔ αντικατοπτρίζει την προγραμματισμένη ή αναγκαστική μη διαθεσιμότητα των μοντελοποιημένων στοιχείων του εξοπλισμού των οποίων η μη διαθεσιμότητα είναι γνωστή σύμφωνα με τα σενάρια που περιγράφονται στο άρθρο 3·

d. η τοπολογία του ΑΜΔ ενημερώνεται προκειμένου να αντανακλά διορθωτικές ενέργειες δυνάμει του άρθρου 14 του κανονισμού 2016/1719, όπως επίσης και τοπολογικά συμφωνηθέντα μέτρα κατά περίπτωση·

e. λαμβάνοντας υπόψη τα σημεία γ) και δ), η τοπολογία του ΑΜΔ αντανακλά τη βέλτιστη κατάσταση πρόγνωσης για τη λειτουργία·

f. η κατάσταση συνδεσιμότητας των γραμμών διασύνδεσης και των ιδιωτικών γραμμών ζεύξης με άλλους ΔΣΜ παρουσιάζει συνέπεια ως προς τα ΑΜΔ των συναφών γειτονικών ΔΣΜ.

Άρθρο 13
Εγχύσεις και φορτία ενέργειας

1. Κατά την κατασκευή του ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ τηρεί τις παρακάτω γενικές αρχές όσον αφορά τις εγχύσεις και τα φορτία ενέργειας:

a. Για το μοτίβο εγχύσεων ενέργειας

i. το ΑΜΔ καθορίζει μια έγχυση ενεργού και άεργου ισχύος για κάθε μοντελοποιημένη μονάδα παραγωγής σε λειτουργία, συμπεριλαμβανομένων σύγχρονων συμπυκνωτών και αντλιών και αυτό ισχύει για κάθε μονάδα παραγωγής είτε μοντελοποιείται λεπτομερώς σε ατομικό ή συγκεντρωτικό επίπεδο είτε μοντελοποιείται με τη μορφή στοιχείου συσσώρευσης·

ii. η καθορισμένη έγχυση ενεργού και άεργου ισχύος για κάθε μοντελοποιημένη μονάδα παραγωγής είναι συνεπής ως προς τα καθορισμένα όρια μέγιστης και ελάχιστης ενεργού και άεργου ισχύος και/ή την ισχύουσα καμπύλη ικανότητας άεργου ισχύος·

iii. οι εγχύσεις ενεργού ισχύος που σχετίζονται με την παραγωγή εντός του ΑΜΔ συνάδουν με τις συναφείς διορθωτικές ενέργειες σύμφωνα με το άρθρο 14 του κανονισμού 2016/1719 και με άλλα μέτρα που απαιτούνται για τη διατήρηση του συστήματος εντός των ισχυόντων ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας συμπεριλαμβανομένης, μεταξύ άλλων, της παροχής ικανοποιητικού αποθεματικού ενεργού ισχύος, καθοδικά ή ανοδικά ενεργοποιούμενου, όπως απαιτείται για τους σκοπούς διαχείρισης της συχνότητας·

b. Για το μοτίβο φορτίου

i. το ΑΜΔ προσδιορίζει μια άντληση ενεργού και άεργου ισχύος για κάθε μοντελοποιημένο φορτίο και αντλία σε λειτουργία·

ii. το άθροισμα των αντλήσεων ενεργού ισχύος μοντελοποιημένου φορτίου των μοντελοποιημένων φορτίων και αντλιών σε λειτουργία αντιστοιχεί στο συνολικό φορτίο του υπό εξέταση σεναρίου.

2. Κατά την κατασκευή του ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ τηρεί τις παρακάτω αρχές όσον αφορά τις εγχύσεις ενέργειας:

a. προκειμένου να καθορίσει το μοτίβο έγχυσης για το σχετικό σενάριο, ο ΔΣΜ διαβαθμίζει ή εναλλακτικά τροποποιεί μεμονωμένα τις εγχύσεις ενεργού ισχύος που σχετίζονται με τις μοντελοποιημένες μονάδες παραγωγής·

b. για μονάδες παραγωγής που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, στην κατάσταση διαθεσιμότητας λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα σύμφωνα με τα σενάρια που περιγράφονται στο άρθρο 3:

i. σχέδια διακοπής·

ii. προφίλ για δοκιμές·

iii. προγραμματισμένη μη διαθεσιμότητα·

iv. τυχόν περιορισμοί δυναμικότητας ενεργού ισχύος·

c. για μονάδες παραγωγής με δυνατότητα διανομής που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, στο μοντελοποιημένο μοτίβο διανομής λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα σύμφωνα με τα σενάρια που περιγράφονται στο άρθρο 3:

i. για όλα τα σενάρια

1. η κατάσταση διαθεσιμότητας·

2. οι ισχύουσες πρακτικές διανομής προτεραιότητας και συμφωνίες·

ii. η βέλτιστη πρόγνωση για το μοτίβο διανομής που βασίζεται σε επιλογή των παρακάτω:

1. συναφή τρέχοντα, ιστορικά ή προβλεπόμενα εμπορικά δεδομένα/δεδομένα αγοράς·

2. διάκριση μεταξύ παραγωγής φορτίου βάσης και περιθωριακής παραγωγής·

3. καθορισμένες κλείδες μετατόπισης παραγωγής, αξιολογικές κατατάξεις ή συντελεστές συμμετοχής·

4. λοιπές σχετικές πληροφορίες·

d. για μονάδες παραγωγής με δυνατότητα διανομής που μοντελοποιούνται με τη μορφή σημείων συσσώρευσης, στο μοντελοποιημένο μοτίβο διανομής λαμβάνονται υπόψη

i. για όλα τα σενάρια, η βέλτιστη πρόγνωση για το μοτίβο διανομής που βασίζεται σε επιλογή των παρακάτω:

1. συναφή τρέχοντα, ιστορικά ή προβλεπόμενα εμπορικά δεδομένα/δεδομένα αγοράς·

2. διάκριση μεταξύ παραγωγής φορτίου βάσης και περιθωριακής παραγωγής·

3. καθορισμένες κλείδες μετατόπισης παραγωγής, αξιολογικές κατατάξεις ή συντελεστές συμμετοχής·

4. δεδομένα για τη δυναμικότητα παραγωγής των μονάδων παραγωγής που μοντελοποιούνται με τη μορφή σημείων συσσώρευσης διαχωριζόμενες ανά πρωτογενείς πηγές ενέργειας και διαχωριζόμενες από το φορτίο που διαχειρίζεται ο συναθροιστής, τα δεδομένα του οποίου χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας, κατανεμημένες ανά τους υποσταθμούς του ισοδύναμου μοντέλου ή ανά τους υποσταθμούς στους οποίους συνδέονται τα αντίστοιχα μέρη του δικτύου·

5. λοιπές σχετικές πληροφορίες·

e. για όλα τα σενάρια, για μονάδες παραγωγής διαλείπουσας λειτουργίας που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, στο μοντελοποιημένο μοτίβο διανομής λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα σύμφωνα με τα σενάρια που περιγράφονται στο άρθρο 3:

f. για όλες τις μονάδες παραγωγής διαλείπουσας λειτουργίας που είτε μοντελοποιούνται λεπτομερώς είτε μοντελοποιούνται με τη μορφή σημείων συσσώρευσης, το μοντελοποιημένο μοτίβο διανομής λαμβάνει υπόψη τη πλέον κατάλληλη πρόγνωση σύμφωνα με τα σενάρια που περιγράφονται στο άρθρο 3.

3. Κατά την κατασκευή του ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ τηρεί τις παρακάτω αρχές όσον αφορά τα φορτία:

a. προκειμένου να καθορίσει το μοτίβο φορτίου, ο ΔΣΜ διαβαθμίζει ή εναλλακτικά τροποποιεί μεμονωμένα τις κομβικές αντλήσεις ενεργού και άεργου ισχύος που σχετίζονται με μοντελοποιημένα φορτία και αντλίες·

b. για όλα τα σενάρια αυτό πρέπει να βασίζεται σε επιλογή των εξής:

i. αντιπροσωπευτικά ιστορικά δεδομένα αναφοράς για τη σχετική εποχή, ημέρα, ώρα και άλλα συναφή δεδομένα·

ii. δεδομένα συστήματος εποπτικού έλεγχου και απόκτησης δεδομένων (SCADA) και/ή μετρηθέντα δεδομένα·

iii. κατ’ εκτίμηση δεδομένα κατάστασης·

iv. δεδομένα στατιστικής ανάλυσης ή πρόγνωσης·

v. διάκριση μεταξύ συμμορφούμενου και μη συμμορφούμενου φορτίου·

vi. προγραμματισμένες διακοπές ρεύματος τουλάχιστον για φορτία που μοντελοποιούνται λεπτομερώς·

vii. για φορτία που μοντελοποιούνται λεπτομερώς, η μέγιστη κατανάλωση ενεργού ισχύος και τα χαρακτηριστικά ελέγχου άεργου ισχύος, όπου υπάρχουν εγκατεστημένα, όπως επίσης και η μέγιστη και ελάχιστη ενεργός ισχύς που είναι διαθέσιμη για ανταπόκριση στη ζήτηση και η μέγιστη και ελάχιστη διάρκεια τυχόν πιθανής χρήσης της ισχύος αυτής για ανταπόκριση στη ζήτηση·

viii. για φορτία που μοντελοποιούνται ως σημεία συσσώρευσης και διαχειρίζονται από έναν συναθροιστή, τα δεδομένα του οποίου χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας, συσσωρεύσεις μέγιστης και ελάχιστης ενεργού ισχύος που διατίθενται για ανταπόκριση στη ζήτηση και διαχωρίζονται από την παραγωγή και η μέγιστη και ελάχιστη διάρκεια ενδεχόμενης χρήσης της ισχύος αυτής για ανταπόκριση στη ζήτηση, την οποία διαχειρίζεται ο συναθροιστής στα αντίστοιχα μέρη του δικτύου, κατανεμημένη ανά τους υποσταθμούς του ισοδύναμου μοντέλου ή ανά τους υποσταθμούς στους οποίους συνδέονται τα αντίστοιχα μέρη του δικτύου.

ix. για τα φορτία που μοντελοποιούνται ως σημεία συσσώρευσης και τα διαχειρίζεται ένας συναθροιστής, τα δεδομένα του οποίου χρησιμοποιούνται στην περιφερειακή επιχειρησιακή ανάλυση ασφάλειας, πρόγνωση της απεριόριστης ενεργής ισχύος που διατίθεται για

ανταπόκριση στη ζήτηση και για τυχόν προγραμματισμένη ανταπόκριση στη ζήτηση·

x. λοιπές σχετικές πληροφορίες.

Άρθρο 14
Παρακολούθηση

1. Κατά την κατασκευή ενός ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ τηρεί τους κανόνες που ορίζονται στο άρθρο αυτό όσον αφορά τα όρια επιχειρησιακής παρακολούθησης για όλα τα μοντελοποιημένα στοιχεία του δικτύου.

2. Για κάθε σενάριο, όλα τα επιχειρησιακά όρια είναι συνεπή με τις επιχειρησιακές συνθήκες συμπεριλαμβανομένων, μεταξύ άλλων, της εποχής και άλλων σχετικών περιβαλλοντολογικών και μετεωρολογικών παραγόντων.

3. Για κάθε σενάριο, κάθε ΔΣΜ διασφαλίζει ότι

a. το ΑΜΔ καθορίζει, για κάθε γραμμή μεταφοράς, καλώδιο, μετασχηματιστή και συναφές στοιχείο του εξοπλισμού DC που μοντελοποιείται πλήρως, είτε

i. μια ΜΕΦΜ, εάν η ένταση του ρεύματος δεν εξαρτάται από μετεωρολογικές συνθήκες ή τις συνθήκες φόρτισης πριν από το σφάλμα·

ii. τη βέλτιστη προβλεπόμενη ένταση, εάν η ένταση εξαρτάται από μετεωρολογικές συνθήκες ή τις συνθήκες φόρτισης πριν από το σφάλμα·

b. το ΑΜΔ καθορίζει για τα σχετικά περιουσιακά στοιχεία, μία ή περισσότερες ΠΕΦΜ, αντιπροσωπευτικές της αντίστοιχης εποχής και βασισμένες στην ισχύουσα, ΜΕΦΜ, για κάθε γραμμή μεταφοράς, καλώδιο, μετασχηματιστή και συναφές στοιχείο του εξοπλισμού DC που μοντελοποιείται πλήρως·

c. το ΑΜΔ καθορίζει μια διάρκεια ΠΕΦΜ για όλα τα στοιχεία του εξοπλισμού μεταφοράς για τα οποία ορίζεται μια ΠΕΦΜ, για κάθε ΠΕΦΜ που ορίζεται·

d. το ΑΜΔ καθορίζει ένα ρεύμα απόκρισης για κάθε συναφές στοιχείο του πλήρως μοντελοποιημένου εξοπλισμού μεταφοράς, κατά περίπτωση·

e. το ΑΜΔ αντικατοπτρίζει με κατάλληλο τρόπο τις μέγιστες και ελάχιστες αποδεκτές τάσεις για κάθε επίπεδο ονομαστικής τάσης σύμφωνα με τους σχετικούς κώδικες, πρότυπα, άδειες, πολιτικές και συμφωνίες που ισχύουν κατά τόπους·

f. τα όρια επιχειρησιακής παρακολούθησης που ισχύουν για τις διασυνδέσεις και ιδιωτικές γραμμές ζεύξης σε άλλους ΔΣΜ είναι συνεπή με αυτά που ορίζονται στα ΑΜΔ των συναφών γειτονικών ΔΣΜ·

g. τα όρια επιχειρησιακής παρακολούθησης που καθορίζονται στο ΑΜΔ είναι συνεπή με τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας·

h. το ΑΜΔ ορίζει τεχνητά όρια ΜΕΦΜ και ΠΕΦΜ σε συναφή μεμονωμένα στοιχεία ή ομάδες στοιχείων μοντελοποιημένου εξοπλισμού μεταφοράς με στόχο την ενσωμάτωση τοπικών περιορισμών μεταφοράς που δεν σχετίζονται με θερμική ασφάλεια ή ασφάλεια τάσης σταθερής κατάστασης, συμπεριλαμβανομένων περιορισμών που σχετίζονται με τη μεταβατική ευστάθεια ή τη σταθερότητα τάσης·

i. για όλα τα ισοδύναμα μοντέλα του εξοπλισμού μεταφοράς και για τα μοντελοποιημένα στοιχεία του εξοπλισμού που δεν βρίσκονται υπό τη διαχείριση του ΔΣΜ, συμπεριλαμβανομένων των δικτύων διανομής που είναι σχετικά όσον αφορά την ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας και τον υπολογισμό διαζωνικής δυναμικότητας, το ΑΜΔ καθορίζει κατάλληλα ισοδύναμα επιχειρησιακά όρια.

Άρθρο 15
Ρυθμίσεις ελέγχου

1. Κατά την κατασκευή ενός ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ ορίζει κατάλληλες ρυθμίσεις ελέγχου τουλάχιστον για τα στοιχεία του εξοπλισμού ρύθμισης που ακολουθούν, εφόσον είναι μοντελοποιημένα και σχετικά:

a. μετασχηματιστές ισχύος και οι μεταγωγείς τάσης τους·

b. μετασχηματιστές μετατόπισης τάσης και οι μεταγωγείς φάσης τους·

c. συσκευές αντιστάθμισης άεργου ισχύος, οι οποίες, μεταξύ άλλων, περιλαμβάνουν

i. παράλληλους αντισταθμιστές συμπεριλαμβανομένων παράλληλων πυκνωτών ή αντιδραστήρων ή διακριτικά εναλλασσόμενων συστοιχιών παράλληλων πυκνωτών ή αντιδραστήρων·

ii. στατικοί αντισταθμιστές άεργου ισχύος·

iii. σύγχρονοι πυκνωτές·

iv. στατικοί σύγχρονοι αντισταθμιστές (STATCOM) και λοιπές διατάξεις ευέλικτων συστημάτων μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος (FACTS)·

d. γεννήτριες που υποβοηθούν στη ρύθμιση τάσης·

e. Εξοπλισμός DC

2. Για τα στοιχεία του εξοπλισμού που αναφέρονται στα σημεία α), β), γ) και δ) της παραγράφου 1, κάθε ΑΜΔ περιλαμβάνει τις παρακάτω πληροφορίες, κατά περίπτωση:

a. κατάσταση ρύθμισης - ενεργή/ανενεργή·

b. κατάσταση λειτουργίας ρύθμισης - τάση, ενεργός ισχύς, άεργος ισχύς, συντελεστής ισχύος, τρέχουσα ή άλλη κατάσταση λειτουργίας·

c. στόχος ή εύρος στόχου ρύθμισης σε kV, MW, Mvar, pu ή άλλες κατάλληλες μονάδες·

d. νεκρή ζώνη στόχου ρύθμισης·

e. συντελεστής συμμετοχής ρύθμισης·

f. ρυθμιζόμενος κόμβος.

3. Για τα στοιχεία του εξοπλισμού που αναφέρονται στο σημείο ε) της παραγράφου 1, κάθε ΑΜΔ περιλαμβάνει τις παρακάτω πληροφορίες σε σχέση με τα ακόλουθα, κατά περίπτωση:

a. κατάσταση λειτουργίας - αναστροφέας/ανορθωτής·

b. κατάσταση λειτουργίας ελέγχου - τάση, ενεργός ισχύς, άεργος ισχύς, συντελεστής ισχύος, τρέχουσα ή άλλη κατάσταση λειτουργίας·

c. επιθυμητές τιμές ενεργού ισχύος·

d. επιθυμητές τιμές τάσης·

e. ρυθμιζόμενοι κόμβοι.

4. Εάν ένα μοντελοποιημένο στοιχείο του εξοπλισμού DC αποτελεί μέρος μιας διασύνδεσης, κάθε ΔΣΜ διασφαλίζει ότι οι προκύπτουσες ροές στη διασύνδεση είναι συνεπείς προς τις συμφωνηθείσες ροές σε γραμμές συνεχούς ρεύματος για το σχετικό σενάριο σύμφωνα με το άρθρο 18.

5. Κάθε ΔΣΜ διασφαλίζει ότι οι επιθυμητές τιμές τάσης και το επιθυμητό εύρος τιμών τάσης αντικατοπτρίζουν το σχετικό σενάριο και τις ισχύουσες πρακτικές ελέγχου τάσης και ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας.

6. Κάθε ΔΣΜ ορίζει τουλάχιστον έναν ισοζυγιστικό κόμβο σε κάθε ΑΜΔ για τους σκοπούς διαχείρισης των αναντιστοιχιών μεταξύ της συνολικής παραγωγής και ζήτησης κατά την εκτέλεση επίλυσης του προβλήματος ροής φορτίου.

Άρθρο 16
Υποθέσεις σχετικά με γειτονικά δίκτυα

1. Κατά την κατασκευή ενός ΑΜΔ, κάθε ΔΣΜ ενημερώνει τις υποθέσεις για τη λειτουργία όσον αφορά τα γειτονικά δίκτυα με την πλέον αξιόπιστη σειρά εφαρμόσιμων εκτιμήσεων. Μετά την επιτυχημένη ολοκλήρωση των ελέγχων που περιγράφονται στο άρθρο 4 παράγραφος 3 στοιχείο η), τα ισοδύναμα μοντέλα των γειτονικών δικτύων καταργούνται και αντικαθίστανται με ισοδύναμες εγχύσεις στα συναφή οριακά σημεία.

2. Για κάθε ΑΜΔ, το άθροισμα των εγχύσεων στα οριακά σημεία πρέπει να ισούται με την αντίστοιχη καθαρή θέση.

Άρθρο 17
Σχετικές πληροφορίες

1. Προκειμένου να καταστεί δυνατή η εφαρμογή κανόνων για την αλλαγή των χαρακτηριστικών των ατομικών μοντέλων δικτύου κατά τη διάρκεια του υπολογισμού δυναμικότητας και άλλων σχετικών επιχειρηματικών διαδικασιών, κάθε ΔΣΜ καθιστά διαθέσιμες τις παρακάτω πληροφορίες σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21:

a. κλείδες μετατόπισης παραγωγής.

Άρθρο 18
Καθαρές θέσεις και ροές σε γραμμές συνεχούς ρεύματος

1. Για όλα τα σενάρια, για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενου μήνα και επόμενου έτους δυνάμει του άρθρου 3, κάθε ΔΣΜ ακολουθεί τη διαδικασία ευθυγράμμισης ΚΜΔ που περιγράφεται στο άρθρο 19, ώστε να συμμορφώνεται με το άρθρο 19 παράγραφος 2 του κανονισμού 2016/1719.

2. Για όλα τα σενάρια που προβλέπονται στο άρθρο 3, σε περίπτωση ζωνών προσφοράς που συνδέονται με περισσότερες από μία γραμμές μεταφοράς συνεχούς ρεύματος, με στόχο τη συμμόρφωση με το άρθρο 19 παράγραφος 2 του κανονισμού 2016/1719, αντίστοιχα, οι σχετικοί ΔΣΜ συμφωνούν σε συνεπείς μεταξύ τους τιμές για τις ροές σε γραμμές μεταφοράς συνεχούς ρεύματος που πρόκειται να χρησιμοποιηθούν στο ΑΜΔ έκαστου ΔΣΜ. Αυτές πρέπει, επίσης, να είναι οι τιμές που κοινοποιούν οι ΔΣΜ σε όλους τους υπόλοιπους ΔΣΜ.

Άρθρο 19
Ευθυγράμμιση διαδικασίας ΚΜΔ

1. Για κάθε σενάριο, για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού της δυναμικότητας επόμενου μήνα και επόμενου έτους σύμφωνα με το άρθρο 3, κάθε ΔΣΜ προετοιμάζει και μοιράζεται με όλους τους υπόλοιπους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21, σύμφωνα με την περιγραφή της διαδικασίας ΚΜΔ που ορίζεται στο άρθρο 22, τη βέλτιστη πρόγνωσή του

a. για την καθαρή θέση στη ζώνη προσφοράς του, η οποία αποτελεί την προκαταρκτική καθαρή θέση του·

b. τη ροή σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος που είναι συνδεδεμένη στη ζώνη προσφοράς του και αποτελούν τις προκαταρκτικές ροές σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος·

c. λοιπά δεδομένα εισαγωγής που απαιτούνται από τον αλγόριθμο σύμφωνα με την παράγραφο 2.

2. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού έναν αλγόριθμο, ο οποίος για κάθε σενάριο και για όλες τις ζώνες προσφοράς εναρμονίζει τις προκαταρκτικές καθαρές θέσεις και τις προκαταρκτικές ροές σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος κατά τέτοιον τρόπο, ώστε, κατόπιν της ρύθμισης με τον αλγόριθμο,

a. το άθροισμα των προσαρμοσμένων καθαρών θέσεων για όλες τις ζώνες προσφοράς στην περιοχή ΚΜΔ να εξισορροπεί την επιδιωκόμενη καθαρή θέση για την περιοχή ΚΜΔ·

b. για όλες τις ζώνες προφοράς που συνδέονται μέσω τουλάχιστον μίας γραμμής συνεχούς ρεύματος, το άθροισμα των ροών σε όλες τις γραμμές συνεχούς ρεύματος χαρακτηρίζεται από αμοιβαία συνέπεια και για τις δύο σχετικές ζώνες προσφοράς.

3. Ο αλγόριθμος διαθέτει τις παρακάτω ιδιότητες ή χαρακτηριστικά προκειμένου να διασφαλίσει ότι, σύμφωνα με το άρθρο 19 παράγραφος 2 του κανονισμού 2016/1719, δεν σημειώνεται καμιά αναίτια διάκριση ανάμεσα στις εσωτερικές και διαζωνικές ανταλλαγές:

a. οι εναρμονίσεις των προκαταρκτικών καθαρών θέσεων και προκαταρκτικών ροών σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος επεκτείνονται σε όλες τις ζώνες προσφοράς, εκ των οποίων καμία δεν ωφελείται από τυχόν προτιμησιακή μεταχείριση ή ευνοϊκή κατάσταση σε σχέση με τη λειτουργία του αλγόριθμου·

b. επιτελώντας την αντικειμενική λειτουργία του, ο αλγόριθμος δίνει έμφαση στα εξής, κατά τον καθορισμό των απαιτούμενων ρυθμίσεων:

i. το μέγεθος των προσαρμογών που απαιτούνται σε κάθε προκαταρκτική καθαρή θέση και τις προκαταρκτικές ροές σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος, το οποίο ελαχιστοποιείται·

ii. την ικανότητα μιας ζώνης προσφοράς να προσαρμόζει την προκαταρκτική καθαρή θέση της και τις προκαταρκτικές ροές σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος, βάσει αντικειμενικών και διαφανών κριτηρίων·

c. ο αλγόριθμος καθορίζει αντικειμενικά και διαφανή κριτήρια όσον αφορά τη συνέπεια και την ποιότητα, τα οποία πρέπει να πληρούν τα δεδομένα εισαγωγής που απαιτούνται από κάθε ΔΣΜ·

d. ο αλγόριθμος πρέπει να είναι αρκετά ισχυρός, ώστε να παρέχει τα αποτελέσματα που προβλέπονται στην παράγραφο 2 σε όλες τις περιστάσεις, εφόσον παρέχονται σε αυτόν τα δεδομένα εισαγωγής.

4. Οι ΔΣΜ συμφωνούν ως προς τις διαδικασίες

a. για τη μείωση της απόλυτης τιμής του αθροίσματος των προκαταρκτικών καθαρών θέσεων για όλες τις ζώνες προσφοράς στην περιοχή ΚΜΔ· και

b. για την παροχή ενημερωμένων δεδομένων εισαγωγής, εάν είναι απαραίτητο· και

c. να λαμβάνει υπόψη την αποθεματική δυναμικότητα και τα όρια ευστάθειας, εάν είναι απαραίτητη η ενημέρωση των δεδομένων εισαγωγής.

5. Οι ΔΣΜ αναθεωρούν σε τακτά χρονικά διαστήματα και, εφόσον είναι απαραίτητο, βελτιώνουν τον αλγόριθμο.

6. Οι ΔΣΜ δημοσιεύουν τον αλγόριθμο ως μέρος των δεδομένων που πρέπει να παρέχονται δυνάμει του άρθρου 26 παράγραφος 3 του κανονισμού 2016/1719. Εάν ο αλγόριθμος τροποποιήθηκε κατά τη διάρκεια της περιόδου αναφοράς, οι ΔΣΜ δηλώνουν σαφώς ποιος αλγόριθμος χρησιμοποιούνταν κατά τη διάρκεια ποιας περιόδου και εξηγούν τους λόγους τροποποίησης του αλγόριθμου.

7. Όλοι οι ΔΣΜ διασφαλίζουν από κοινού ότι ο αλγόριθμος είναι προσβάσιμος από τα σχετικά μέρη μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21.

8. Σύμφωνα με το άρθρο 62 του κανονισμού 2016/1719, κάθε ΔΣΜ ορίζει έναν πράκτορα ευθυγράμμισης, ο οποίος εκτελεί, εκ μέρους του ΔΣΜ, τις παρακάτω ενέργειες σύμφωνα με τη διαδικασία που ορίζεται στο άρθρο 22:

a. ελέγχει την πληρότητα και την ποιότητα των δεδομένων εισαγωγής που παρέχονται σύμφωνα με την παράγραφο 1 και, εάν είναι απαραίτητο, αντικαθιστά τα δεδομένα που λείπουν ή τα δεδομένα ανεπαρκούς ποιότητας με υποκατάστατα δεδομένα·

b. εφαρμόζει τον αλγόριθμο προκειμένου να υπολογίσει για κάθε σενάριο και κάθε ζώνη προσφοράς ευθυγραμμισμένες καθαρές θέσεις και ευθυγραμμισμένες ροές σε όλες τις γραμμές συνεχούς ρεύματος, οι οποίες ικανοποιούν τις απαιτήσεις που ορίζονται στην παράγραφο 2 και τις καθιστά διαθέσιμες σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

c. διασφαλίζει ότι τα αποτελέσματα που συγκεντρώνονται συνάδουν με αυτά που συγκεντρώνονται από όλους τους υπόλοιπους πράκτορες ευθυγράμμισης (εάν υπάρχουν).

9. Σύμφωνα με το άρθρο 4 παράγραφος 3 στοιχείο στ), κάθε ΔΣΜ διασφαλίζει ότι το ΑΜΔ του είναι συνεπές με την ευθυγραμμισμένη καθαρή θέση και τις ευθυγραμμισμένες ροές σε γραμμές συνεχούς ρεύματος που παρέχονται από τον πράκτορα ευθυγράμμισης.

Άρθρο 20
Κοινό μοντέλο δικτύου

1. Σύμφωνα με το άρθρο 62 του κανονισμού 2016/1719 και δυνάμει του άρθρου 21 παράγραφος 3 του κανονισμού 2016/1719, κάθε ΔΣΜ ορίζει έναν πράκτορα συγχώνευσης, ο οποίος εκτελεί, εκ μέρους του ΔΣΜ, τις παρακάτω ενέργειες σύμφωνα με τη διαδικασία που ορίζεται στο άρθρο 22:

a. ελέγχει τη συνέπεια των ΑΜΔ που παρέχονται από τον ΔΣΜ σε σχέση με τα ποιοτικά κριτήρια που ορίζονται σύμφωνα με το άρθρο 23·

b. εάν ένα ΑΜΔ αποτυγχάνει στον έλεγχο ποιότητας που αναφέρεται στο στοιχείο α), προβαίνει είτε στην απόκτηση ενός νέου ΑΜΔ επαρκούς ποιότητας από τον αρμόδιο ΔΣΜ είτε στην αντικατάσταση με εναλλακτικό ΑΜΔ σύμφωνα με τους κανόνες αντικατάστασης που αναφέρονται στην παράγραφο 4 και καθιστά αυτό το επικυρωμένο ΑΜΔ διαθέσιμο μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

c. εφαρμόζει τις απαιτήσεις σύμφωνα με την παράγραφο 2 με σκοπό τη συγχώνευση όλων των ΑΜΔ σε ένα ΚΜΔ δυνάμει του άρθρου 22 του κανονισμού 2016/1719 και καθιστά τα ΚΜΔ που προκύπτουν διαθέσιμα σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

d. διασφαλίζει ότι όλα τα ΚΜΔ που δημιουργούνται είναι συνεπή με αυτά που αποκτώνται από όλους τους άλλους πράκτορες συγχώνευσης (εάν υπάρχουν)·

e. εντοπίζει παραβιάσεις των ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας στο ΚΜΔ·

f. αποκτά από τους σχετικούς ΔΣΜ ενημερωμένα ΑΜΔ υπό το πρίσμα των συμφωνηθέντων μέτρων κατά περίπτωση και επαναλαμβάνει τα βήματα α) έως ε), όπως απαιτείται·

g. κατά περίπτωση, επικυρώνει το ΚΜΔ που προκύπτει και το καθιστά διαθέσιμο μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21.

2. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τις απαιτήσεις που ισχύουν για τους πράκτορες και τη διαδικασία συγχώνευσης σύμφωνα με το άρθρο 24.

3. Κάθε πράκτορας συγχώνευσης πληροί τις απαιτήσεις που αναφέρονται στην παράγραφο 2 και εφαρμόζει τις απαιτήσεις που ισχύουν για τη διαδικασία συγχώνευσης που αναφέρεται στην παράγραφο 2.

4. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τους κανόνες αντικατάστασης που ισχύουν για τα ΑΜΔ που δεν πληρούν τα ποιοτικά κριτήρια που ορίζονται στο άρθρο 23.

5. Κάθε ΔΣΜ παρέχει τα δεδομένα που απαιτούνται από τους κανόνες αντικατάστασης που αναφέρονται στην παράγραφο 4 μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21.

Άρθρο 21
Πλατφόρμα πληροφοριών

1. Όλοι οι ΔΣΜ αναθέτουν την εργασία εφαρμογής και διαχείρισης μιας κοινής πλατφόρμας πληροφοριών που παρέχει τουλάχιστον τις υπηρεσίες που περιγράφονται στην παράγραφο 2 σύμφωνα με το άρθρο 62 του κανονισμού 2016/1719.

2. Η πλατφόρμα πληροφοριών υποστηρίζει κατ’ ελάχιστον τη διαδικασία ΚΜΔ με τους ακόλουθους τρόπους και διαθέτει όλα τα χαρακτηριστικά που απαιτούνται για τον σκοπό αυτό:

a. κάθε ΔΣΜ είναι σε θέση να χρησιμοποιεί την πλατφόρμα πληροφοριών προκειμένου να μοιράζεται με όλους τους άλλους ΔΣΜ, όπως προβλέπεται από τη διαδικασία ΚΜΔ που περιγράφεται στο άρθρο 22, τη βέλτιστη πρόγνωσή του

i. για την καθαρή θέση για τη ζώνη προσφοράς, η οποία αποτελεί την προκαταρκτική καθαρή θέση του·

ii. τη ροή σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος που συνδέεται στη ζώνη προσφοράς του, η οποία αποτελεί την προκαταρκτική ροή σε κάθε γραμμή συνεχούς ρεύματος·

iii. λοιπά δεδομένα εισαγωγής που απαιτούνται από τον αλγόριθμο σύμφωνα με το άρθρο 19 παράγραφος 2·

b. ο αλγόριθμος είναι, σύμφωνα με το άρθρο 19 παράγραφος 2, προσβάσιμος μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

c. ένας ή περισσότεροι πράκτορες ευθυγράμμισης μπορούν να καθιστούν τις ευθυγραμμισμένες καθαρές θέσεις και τις ευθυγραμμισμένες ροές σε γραμμές συνεχούς ρεύματος, οι οποίες πληρούν τις απαιτήσεις που ορίζονται το άρθρο 19 παράγραφος 2, διαθέσιμες σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

d. κάθε ΔΣΜ μπορεί να καθιστά τις σχετικές πληροφορίες που προσδιορίζονται στο άρθρο 17 διαθέσιμες σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

e. κάθε ΔΣΜ καθιστά όλα τα ΑΜΔ του διαθέσιμα σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

f. για κάθε ΔΣΜ και κάθε σενάριο, όλα τα δεδομένα που απαιτούνται από τους κανόνες αντικατάστασης που αναφέρονται στο άρθρο 20 παράγραφος 5, καθίστανται διαθέσιμα μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

g. η πλατφόρμα πληροφοριών έχει τη δυνατότητα να παρέχει πληροφορίες σχετικά με την κατάσταση ποιότητας των υποβληθέντων ΑΜΔ συμπεριλαμβανομένων των αντικαταστάσεων που χρειάστηκε να γίνουν·

h. όλοι οι πράκτορες συγχώνευσης μπορούν να καθιστούν το ΚΜΔ διαθέσιμο σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

i. όλες οι πληροφορίες που απαιτούνται όσον αφορά τα οριακά σημεία δυνάμει του άρθρου 7 είναι διαθέσιμες μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών·

j. τα παρακάτω στοιχεία πληροφοριών και/ή τα δεδομένα είναι διαθέσιμα σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών:

i. κλείδες μετατόπισης παραγωγής.

Άρθρο 22
Διαδικασία ΚΜΔ

1. Κατά την προετοιμασία του ΚΜΔ για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενου μήνα ή επόμενου έτους (για μακροπρόθεσμες αγορές, μόνο σε περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας στις οποίες εφαρμόζεται ανάλυση ασφαλείας βάσει πολλαπλών σεναρίων δυνάμει του άρθρου 10 του κανονισμού 2016/1719), όλοι ΔΣΜ, πράκτορες συγχώνευσης και πράκτορες ευθυγράμμισης ολοκληρώνουν τα βήματα που ακολουθούν:

a. κάθε ΔΣΜ καθιστά διαθέσιμες τις προκαταρκτικές καθαρές θέσεις, τις προκαταρκτικές ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος, καθώς επίσης και τυχόν άλλα δεδομένα εισαγωγής που απαιτούνται για τη διαδικασία ευθυγράμμισης ΚΜΔ σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

b. ένας ή περισσότεροι πράκτορες ευθυγράμμισης ελέγχουν την πληρότητα και την ποιότητα των δεδομένων εισαγωγής δυνάμει του άρθρου 19 παράγραφος 1 και, εάν είναι απαραίτητο, αντικαθιστούν τα δεδομένα που λείπουν ή τα δεδομένα ανεπαρκούς ποιότητας με υποκατάστατα δεδομένα·

c. ένας ή περισσότεροι πράκτορες ευθυγράμμισης εφαρμόζουν τον αλγόριθμο προκειμένου να υπολογίσουν για κάθε σενάριο και κάθε ζώνη προσφοράς τις ευθυγραμμισμένες καθαρές θέσεις και τις ευθυγραμμισμένες ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος που ικανοποιούν τις απαιτήσεις που ορίζονται στο άρθρο 19 παράγραφος 2·

d. ένας ή περισσότεροι πράκτορες ευθυγράμμισης καθιστούν τις ευθυγραμμισμένες καθαρές θέσεις και τις ευθυγραμμισμένες ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος διαθέσιμες σε όλους τους ΔΣΜ μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

e. κάθε ΔΣΜ καθιστά το ΑΜΔ του διαθέσιμο μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών σύμφωνα με το άρθρο 21· δυνάμει του άρθρου 4 παράγραφος 3 στοιχείο στ) ο ΔΣΜ διασφαλίζει ότι το ΑΜΔ του είναι συνεπές με την ευθυγραμμισμένη καθαρή θέση και τις ευθυγραμμισμένες ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος που παρέχονται από έναν ή περισσότερους πράκτορες ευθυγράμμισης·

f. ο πράκτορας συγχώνευσης του ΔΣΜ

i. ελέγχει τη συνέπεια του ΑΜΔ που παρέχεται από τον ΔΣΜ σε σχέση με τα ποιοτικά κριτήρια που ορίζονται σύμφωνα με το άρθρο 23·

ii. εάν ένα ΑΜΔ αποτυγχάνει στον έλεγχο ποιότητας που αναφέρεται στο στοιχείο i), προβαίνει είτε στην απόκτηση ενός νέου ΑΜΔ επαρκούς ποιότητας από τον αρμόδιο ΔΣΜ είτε στην αντικατάσταση με εναλλακτικό ΑΜΔ σύμφωνα με τους κανόνες αντικατάστασης που αναφέρονται στο άρθρο 20 παράγραφος 4 και καθιστά αυτό το επικυρωμένο ΑΜΔ διαθέσιμο μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

g. ο πράκτορας συγχώνευσης του ΔΣΜ

i. εφαρμόζει τις απαιτήσεις σύμφωνα με το άρθρο 20 παράγραφος 3 με σκοπό τη συγχώνευση όλων των ΑΜΔ σε ένα ΚΜΔ δυνάμει του άρθρου 22 του κανονισμού 2016/1719 και καθιστά διαθέσιμα τα ΚΜΔ που προκύπτουν σε όλους τους ΔΣΜ και τους φορείς συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας για τον σκοπό υπολογισμού της δυναμικότητας μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21·

ii. επικυρώνει κάθε ΚΜΔ που αποκτάται και διασφαλίζει ότι είναι συνεπές με αυτά που αποκτώνται από όλους τους άλλους πράκτορες συγχώνευσης (εάν υπάρχουν).

2. Όλοι οι ΔΣΜ διασφαλίζουν ότι η διαδικασία συγχώνευσης και το ΚΜΔ ολοκληρώνονται εγκαίρως σε σχέση με τις προθεσμίες λειτουργίας επόμενου μήνα και επόμενου έτους όπως αυτές ορίζονται στον κανονισμό 2016/1719, καθώς και ότι οι μεθοδολογίες που απαιτούνται στο πλαίσιο του κανονισμού 2016/1719 ακολουθούνται με τέτοιο τρόπο ώστε το πιο ακριβές και ενημερωμένο μοντέλο που μπορεί να υπάρξει να παρέχεται με στόχο τον υπολογισμό της δυναμικότητας σε κάθε χρονικό πλαίσιο.

Άρθρο 23
Παρακολούθηση ποιότητας

1. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τα ποιοτικά κριτήρια που πρέπει να πληρούν τα ΑΜΔ προκειμένου να συγχωνευτούν σε ένα κοινό μοντέλο δικτύου. Ένα ΑΜΔ που δεν πληρεί τα ποιοτικά κριτήρια αυτά, αντικαθίσταται από ένα υποκατάστατο ΑΜΔ.

2. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τα ποιοτικά κριτήρια που πρέπει να πληρούν τα ΚΜΔ, προτού να μπορούν να διατεθούν μέσω της πλατφόρμας πληροφοριών.

3. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τα κριτήρια που πρέπει να πληρούν οι προκαταρκτικές καθαρές θέσεις και οι προκαταρκτικές ροές στις γραμμές συνεχούς ρεύματος, όπως επίσης και τα άλλα δεδομένα εισαγωγής που απαιτούνται από τη διαδικασία ευθυγράμμισης ΚΜΔ σύμφωνα με το άρθρο 19. Τα σύνολα δεδομένων που δεν πληρούν τα κριτήρια αυτά, αντικαθίστανται από υποκατάστατα δεδομένα.

4. Όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τους ποιοτικούς δείκτες που καθιστούν δυνατή την αξιολόγηση όλων των σταδίων της διαδικασίας ΚΜΔ, συμπεριλαμβανομένης, ειδικότερα, της διαδικασίας ευθυγράμμισης ΚΜΔ που περιγράφεται στο άρθρο 19. Παρακολουθούν αυτούς τους ποιοτικούς δείκτες και δημοσιεύουν τους δείκτες και τα αποτελέσματα της παρακολούθησης ως μέρος των δεδομένων που πρέπει να παρέχονται δυνάμει του άρθρου 26 παράγραφος 3 του κανονισμού 2016/1719.

Άρθρο 24
Χρονοδιάγραμμα εφαρμογής

1. Μετά την έγκριση της παρούσας μεθοδολογίας, κάθε ΔΣΜ την δημοσιεύει στο διαδίκτυο σύμφωνα με το άρθρο 4 παράγραφος 13 του κανονισμού 2016/1719.

2. Όλοι οι ΔΣΜ αναπτύσσουν από κοινού ένα πλαίσιο διακυβέρνησης για την πλατφόρμα πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21, στην οποία υπάρχει πρόβλεψη τουλάχιστον για τα ζητήματα της ιδιοκτησίας, της υποδομής φιλοξενίας, του επιμερισμού κόστους, των απαιτήσεων αδειοδότησης και της επιχειρησιακής ευθύνης. Το πλαίσιο διακυβέρνησης προετοιμάζεται αρκετά έγκαιρα, ώστε να επιτρέπει στους ΔΣΜ να τηρούν την προθεσμία που έχει οριστεί στην παράγραφο 3, ενώ τηρεί και τις διατάξεις για την ανάθεση όπως ορίζονται στο άρθρο 62 του κανονισμού 2016/1719.

3. Έως έξι μήνες μετά την έγκριση της μεθοδολογίας κοινού μοντέλου δικτύου που υποβάλλεται σύμφωνα με το άρθρο 17 του κανονισμού 2015/1222, όλοι οι ΔΣΜ οργανώνουν τη διαδικασία συγχώνευσης των ατομικών μοντέλων δικτύου, ολοκληρώνοντας τα παρακάτω καθήκοντα:

a. Όλοι οι ΔΣΜ αναπτύσσουν από κοινού το πλαίσιο διακυβέρνησης που αναφέρεται στην παράγραφο 2. Τηρούν τις διατάξεις για την ανάθεση που ορίζονται στο άρθρο 81 του κανονισμού 2015/1222 και το άρθρο 62 του κανονισμού 2016/1719 αντίστοιχα·

b. κάθε ΔΣΜ επισημοποιεί τη συμφωνία ανάθεσης με τον πράκτορα συγχώνευσης που αναφέρεται στο άρθρο 19. Στο πλαίσιο εκπόνησης της παρούσας συμφωνίας, κάθε ΔΣΜ τηρεί τις διατάξεις για την ανάθεση που ορίζονται στο άρθρο 81 του κανονισμού 2015/1222 και το άρθρο 62 του κανονισμού 2016/1719 αντίστοιχα·

c. όλοι οι ΔΣΜ προσδιορίζουν και αναπτύσσουν από κοινού τον αλγόριθμο που αναφέρεται στο άρθρο 19 και προσδιορίζουν, επίσης, τους κανόνες και τις διαδικασίες που σχετίζονται με τον εν λόγω αλγόριθμο. Όλοι οι ΔΣΜ θα δημοσιεύσουν στο διαδίκτυο τις προδιαγραφές, τους κανόνες και τη διαδικασία που σχετίζονται με τον αλγόριθμο που αναφέρεται στο άρθρο 19·

d. όλοι οι ΔΣΜ ορίζουν από κοινού τα κριτήρια και τους δείκτες ποιότητας που αναφέρονται στο άρθρο 23·

e. όλοι οι ΔΣΜ διατυπώνουν από κοινού τις απαιτήσεις όσον αφορά τους πράκτορες συγχώνευσης και τη διαδικασία συγχώνευσης που αναφέρονται στο άρθρο 20 παράγραφος 2, όπως επίσης και τους κανόνες αντικατάστασης που αναφέρονται στο άρθρο 20 παράγραφος 4·

f. κάθε ΔΣΜ επισημοποιεί τη συμφωνία ανάθεσης με τον πράκτορα συγχώνευσης που αναφέρεται στο άρθρο 20. Στο πλαίσιο εκπόνησης της παρούσας συμφωνίας, κάθε ΔΣΜ τηρεί τις διατάξεις για την ανάθεση που ορίζονται στο άρθρο 81 του κανονισμού 2015/1222 και το άρθρο 62 του κανονισμού 2016/1719 αντίστοιχα.

4. Έως επτά μήνες μετά την έγκριση της μεθοδολογίας κοινού μοντέλου δικτύου που υποβάλλεται σύμφωνα με το άρθρο 17 του κανονισμού 2015/1222 ή έως τις 14 Ιουλίου 2017, όποια ημερομηνία είναι μεταγενέστερη, η πλατφόρμα πληροφοριών που αναφέρεται στο άρθρο 21 πρέπει να μπορεί να τεθεί σε λειτουργία. Όλοι οι ΔΣΜ, όλοι οι πράκτορες ευθυγράμμισης και όλοι οι πράκτορες συγχώνευσης συνδέονται στην πλατφόρμα πληροφοριών και δύνανται να χρησιμοποιούν όλες τις λειτουργίες αυτής, όπως αυτά περιγράφονται στην παρούσα μεθοδολογία.

5. Έως δεκατρείς μήνες μετά την έγκριση της μεθοδολογίας κοινού μοντέλου δικτύου που υποβάλλεται σύμφωνα με το άρθρο 17 του κανονισμού 2015/1222 ή έως τις 14 Ιανουαρίου 2018, όποια ημερομηνία είναι μεταγενέστερη, όλοι οι ΔΣΜ διασφαλίζουν από κοινού ότι η διαδικασία ΚΜΔ είναι έτοιμη προς λειτουργία και διαθέσιμη προς χρήση από φορείς συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας.

6. Όλοι οι ΔΣΜ προετοιμάζουν από κοινού τα διαθέσιμα δεδομένα που σχετίζονται με την παρακολούθηση της ποιότητας με επαρκώς έγκαιρο τρόπο ώστε να μπορούν να τα συμπεριλάβουν στην πρώτη αναφορά που αναφέρεται στο άρθρο 31 του κανονισμού 2015/1222, η οποία πρέπει να υποβληθεί μέχρι τις 14 Αυγούστου 2017 και στην πρώτη αναφορά που αναφέρεται στο άρθρο 26 του κανονισμού 2016/1719, η οποία πρέπει να υποβληθεί μέχρι τις 17 Οκτωβρίου 2018, αντίστοιχα. Προετοιμάζουν τα δεδομένα αυτά κατά τα επόμενα έτη, όπως απαιτείται.

Άρθρο 25
Γλώσσα

Η γλώσσα αναφοράς για την πρόταση αυτή είναι η αγγλική. Προς αποφυγή αμφιβολιών, εάν οι ΔΣΜ χρειάζεται να μεταφράσουν την παρούσα πρόταση στην (στις) εθνική(-ές) γλώσσα(-ες) τους, σε περίπτωση που

διαπιστωθούν ασυμφωνίες μεταξύ της αγγλικής έκδοσης που εκδίδεται από τους ΔΣΜ σύμφωνα με το άρθρο 4 παράγραφος 13 του κανονισμού 2016/1719 και οποιασδήποτε έκδοσης σε άλλη γλώσσα, οι οικείοι ΔΣΜ παρέχουν, σύμφωνα με την εθνική νομοθεσία, μια ενημερωμένη μετάφραση της πρότασης στις οικείες εθνικές ρυθμιστικές αρχές.».

Την κοινοποίηση της παρούσας απόφασης στην εταιρεία με την επωνυμία «ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.» και με διακριτικό τίτλο «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.» για τις σχετικές ενέργειές της σύμφωνα με τον κανονισμό.

Την ανάρτηση της παρούσας απόφασης στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΕ και τη δημοσίευσή της στο Φύλλο Εφημερίδας της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ).

Η παρούσα υπόκειται στον ακυρωτικό έλεγχο του Συμβουλίου της Επικρατείας, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 33 του ν. 4001/2011.

Αθήνα, 27 Ιουνίου 2018

Ο Πρόεδρος

ΝΙΚΟΛΑΟΣ ΜΠΟΥΛΑΞΗΣ

ΕΘΝΙΚΟ ΤΥΠΟΓΡΑΦΕΙΟ

Το Εθνικό Τυπογραφείο αποτελεί δημόσια υπηρεσία υπαγόμενη στο Υπουργείο Διοικητικής Ανασυγκρότησης και έχει την ευθύνη τόσο για τη σύνταξη, διαχείριση, εκτύπωση και κυκλοφορία των Φύλλων της Εφημερίδας της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ), όσο και για την κάλυψη των εκτυπωτικών - εκδοτικών αναγκών του δημοσίου και του ευρύτερου δημόσιου τομέα (ν. 3469/2006/Α΄ 131 και π.δ. 29/2018/Α΄58).

1. ΦΥΛΛΟ ΤΗΣ ΕΦΗΜΕΡΙΔΑΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ (ΦΕΚ)

• Τα **ΦΕΚ σε ηλεκτρονική μορφή** διατίθενται δωρεάν στο **www.et.gr**, την επίσημη ιστοσελίδα του Εθνικού Τυπογραφείου. Όσα ΦΕΚ δεν έχουν ψηφιοποιηθεί και καταχωριστεί στην ανωτέρω ιστοσελίδα, ψηφιοποιούνται και αποστέλλονται επίσης δωρεάν με την υποβολή αίτησης, για την οποία αρκεί η συμπλήρωση των αναγκαίων στοιχείων σε ειδική φόρμα στον ιστότοπο www.et.gr.

• Τα **ΦΕΚ σε έντυπη μορφή** διατίθενται σε μεμονωμένα φύλλα είτε απευθείας από το Τμήμα Πωλήσεων και Συνδρομητών, είτε ταχυδρομικά με την αποστολή αιτήματος παραγγελίας μέσω των ΚΕΠ, είτε με ετήσια συνδρομή μέσω του Τμήματος Πωλήσεων και Συνδρομητών. Το κόστος ενός ασπρόμαυρου ΦΕΚ από 1 έως 16 σελίδες είναι 1,00 €, αλλά για κάθε επιπλέον οκτασέλιδο (ή μέρος αυτού) προσαυξάνεται κατά 0,20 €. Το κόστος ενός έγχρωμου ΦΕΚ από 1 έως 16 σελίδες είναι 1,50 €, αλλά για κάθε επιπλέον οκτασέλιδο (ή μέρος αυτού) προσαυξάνεται κατά 0,30 €. Το τεύχος Α.Σ.Ε.Π. διατίθεται δωρεάν.

• **Τρόποι αποστολής κειμένων προς δημοσίευση:**

Α. Τα κείμενα προς δημοσίευση στο ΦΕΚ, από τις υπηρεσίες και τους φορείς του δημοσίου, αποστέλλονται ηλεκτρονικά στη διεύθυνση **webmaster.et@et.gr** με χρήση προηγμένης ψηφιακής υπογραφής και χρονοσήμανσης.

Β. Κατ’ εξαίρεση, όσοι πολίτες δεν διαθέτουν προηγμένη ψηφιακή υπογραφή μπορούν είτε να αποστέλλουν ταχυδρομικά, είτε να καταθέτουν με εκπρόσωπό τους κείμενα προς δημοσίευση εκτυπωμένα σε χαρτί στο Τμήμα Παραλαβής και Καταχώρισης Δημοσιευμάτων.

• Πληροφορίες, σχετικά με την αποστολή/κατάθεση εγγράφων προς δημοσίευση, την ημερήσια κυκλοφορία των Φ.Ε.Κ., με την πώληση των τευχών και με τους ισχύοντες τιμοκαταλόγους για όλες τις υπηρεσίες μας, περιλαμβάνονται στον ιστότοπο (www.et.gr). Επίσης μέσω του ιστότοπου δίδονται πληροφορίες σχετικά με την πορεία δημοσίευσης των εγγράφων, με βάση τον Κωδικό Αριθμό Δημοσιεύματος (ΚΑΔ). Πρόκειται για τον αριθμό που εκδίδει το Εθνικό Τυπογραφείο για όλα τα κείμενα που πληρούν τις προϋποθέσεις δημοσίευσης.

2. ΕΚΤΥΠΩΤΙΚΕΣ - ΕΚΔΟΤΙΚΕΣ ΑΝΑΓΚΕΣ ΤΟΥ ΔΗΜΟΣΙΟΥ

Το Εθνικό Τυπογραφείο ανταποκρινόμενο σε αιτήματα υπηρεσιών και φορέων του δημοσίου αναλαμβάνει να σχεδιάσει και να εκτυπώσει έντυπα, φυλλάδια, βιβλία, αφίσες, μπλοκ, μηχανογραφικά έντυπα, φακέλους για κάθε χρήση, κ.ά.

Επίσης σχεδιάζει ψηφιακές εκδόσεις, λογότυπα και παράγει οπτικοακουστικό υλικό.

Ταχυδρομική Διεύθυνση: Καποδιστρίου 34, τ.κ. 10432, Αθήνα

ΤΗΛΕΦΩΝΙΚΟ ΚΕΝΤΡΟ: 210 5279000 - fax: 210 5279054

ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΚΟΙΝΟΥ
Πωλήσεις - Συνδρομές: (Ισόγειο, τηλ. 210 5279178 - 180)
Πληροφορίες: (Ισόγειο, Γρ. 3 και τηλεφ. κέντρο 210 5279000)
Παραλαβή Δημ. Ύλης: (Ισόγειο, τηλ. 210 5279167, 210 5279139)

Ωράριο για το κοινό: Δευτέρα ως Παρασκευή: 8:00 - 13:30

Ιστότοπος: **www.et.gr**

Πληροφορίες σχετικά με την λειτουργία του ιστότοπου: **helpdesk.et@et.gr**

Αποστολή ψηφιακά υπογεγραμμένων εγγράφων προς δημοσίευση στο ΦΕΚ: **webmaster.et@et.gr**

Πληροφορίες για γενικό πρωτόκολλο και αλληλογραφία: **grammateia@et.gr**

Πείτε μας τη γνώμη σας,

για να βελτιώσουμε τις υπηρεσίες μας, συμπληρώνοντας την ειδική φόρμα στον ιστότοπό μας.

02030642707180040